OMI FLUJO ENERGÍA LIMITADA: PPFE – CRDEN 20190320 - COLBUN – CNDL I – CEN

COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL

UNIDAD GENERADORA CANDELARIA I

PROTOCOLO PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

OMI *Flujo Energía Limitada*

CONTRATO PRESTACION DE SERVICIOS DE PRUEBAS CONSUMO ESPECÍFICO			DOCUMENTO N° **PPFE – CRDEN 20190320 - COLBUN – CNDL I– CEN**	
APROBADO	COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL			
REVISADO	COLBÚN S.A.		Revisión N°	**1**
EMITIDO	FLUJO ENERGÍA LTDA.	J VALDIVIA		
	FECHA DE EMISIÓN	17/06/2019		

Tabla de contenido

1. GENERALIDADES

2. OBJETIVO DE LA PRUEBA

3. GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y TÉRMINOS

4. CONFIGURACIÓN PARA LA PRUEBA

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

5.1. Turbogenerador

6. CONDICIONES NOMINALES

6.1. Datos de Rendimiento

6.2. Límites Ambientales Central Candelaria

7. RESPONSABILIDADES

8. MONTAJE DE LA PRUEBA

9. FRONERAS DE LA PRUEBA

10. INSTRUMENTACIÓN Y MEDICIONES

11. PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA

12. REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

13. EVALUACIÓN DEL CONSUMO ESPECÍFICO NETO

14. INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN

15. SUSPENSIÓN DE LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

16. APÉNDICES

16.1. APÉNDICE CERTIFICADOS DE CONTRASTACIÓN DE INSTRUMENTOS

16.2. APÉNDICE CURVAS DE CORRECCIÓN

16.3. APÉNDICE PROTOCOLO DE ANÁLISIS DE COMBUSTIBLE

16.4. APÉNDICE EJEMPLO DE HOJA DE DATOS MANUALES

16.5. APÉNDICE LISTA DE EQUIPOS AUXILIARES

16.6. APÉNDICE PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE COMBUSTIBLE

16.7. APÉNDICE LISTA DE INSTRUMENTOS

16.8. APÉNDICE DIAGRAMA UNILINEAL

16.9. APÉNDICE ESQUEMA DE MEDICIONES PRINCIPALES

HISTORIAL DE REVISIONES

Rev. N°	Fecha	Descripción	Ejecutado por	
0.0	*27/052019*	*Primera Emisión*	*Aprobado*	
			Revisado	
			Emisor *Flujo Energía Ltda.*	*J. Valdivia D.*
1.0	17/06/2019		*Aprobado*	
			Revisado	
			Emisor *Flujo Energía Ltda.*	*J. Valdivia D.*

1. GENERALIDADES

a) Este documento describe el procedimiento para realizar la Prueba de Consumo Específico de la Unidad Generadora Candelaria I. Básicamente, el Experto Técnico supervisará la prueba de acuerdo con este protocolo, siguiendo las indicaciones del Anexo Técnico: Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras.

b) La información en este documento especifica la configuración de la prueba, incluyendo la instrumentación especial requerida para la prueba, un esquema de los puntos y datos que deben tomarse y un procedimiento mediante el cual se evaluarán los resultados.

c) Este protocolo en general está de acuerdo con el Anexo Técnico Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras y las secciones aplicables de los códigos ASME PTC 22, ASME PTC 19.1, ASME PTC 46.

d) Para la prueba de consumo específico se utilizará la instrumentación de la planta debidamente calibrada y la instrumentación suplementaria, proporcionada por el Coordinado, para recoger y registrar los datos necesarios para evaluar el consumo específico de la Unidad Generadora Candelaria I.

e) La preparación ***sugerida*** para la prueba es el lavado del compresor "fuera de línea", instalación, verificación e inspección de la instrumentación de la turbina de gas, para asegurar la operación a plena capacidad.

f) El Consumo Específico Neto de la unidad generadora Candelaria I deberá ser representativo de las características técnicas propias de dicha unidad. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor.[1]

g) Durante la ejecución de la prueba de CEN, además del Experto Técnico, podrán participar un representante de Colbún S.A. y representantes del Coordinador. En caso de que un Coordinado desee participar en calidad de observador en la realización de la prueba, deberá solicitarlo al Coordinador con al menos 5 días de anticipación a la fecha prevista para la realización de la prueba. Con todo, la nómina definitiva de participantes de la prueba será definida por el Coordinador.[2]

h) La prueba de consumo específico cubierta por este protocolo debe realizarse al tiempo que se demuestra el cumplimiento de las indicaciones del Anexo Técnico Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras.

i) Al finalizar la prueba de CEN, el experto técnico levantará un acta en la cual se consignarán los resultados obtenidos y todos los aspectos relevantes que considere a efectos de cumplir con lo establecido en el Anexo Técnico. Esta acta será firmada por cada uno de los participantes, dejando constancia de sus observaciones si las hubiese.

[1] Anexo Técnico: Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras, Art. 10
[2] Anexo Técnico: Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras, Art, 12

2. OBJETIVO DE LA PRUEBA

La Prueba de Determinación de Consumo Específico tiene como objetivo determinar el valor del consumo Específico Neto de la unidad generadora Candelaria I, parámetro que debe ser informado al Coordinador Eléctrico Nacional conforme a lo señalado en el artículo 6-13 de la NTSyCS.

En virtud de los resultados que se obtengan del desarrollo de las Pruebas de Consumo Específico, conforme al alcance definido en el Anexo Técnico, se establecerán los valores del parámetro de Consumo Específico para la unidad generadora Candelaria I.

3. GLOSARIO DE ABREVIATURAS Y TÉRMINOS

Aire Acondicionado de Entrada: los dispositivos utilizados para enfriar o calentar el aire de entrada antes de la entrada en el compresor de turbina de gas. El límite de la prueba debe indicar claramente si el dispositivo está dentro o fuera del alcance de la prueba.

Aire de Extracción: una corriente de aire definida que abandona intencionalmente el límite de la prueba.

Calibración: el proceso de comparar la respuesta de un instrumento a un instrumento patrón en un rango de medición o contra una constante física (intrínseca) natural reconocida y ajustar el instrumento para que coincida con el estándar, si corresponde.

Calibración de Terreno: el proceso mediante el cual las calibraciones se realizan en condiciones que son menos controladas que las calibraciones de laboratorio con equipos de prueba y medición menos rigurosos que los proporcionados en una calibración de laboratorio.

Calibración de Laboratorio: el proceso mediante el cual las calibraciones se realizan en condiciones muy controladas con equipos de prueba y medición altamente especializados que han sido calibrados por fuentes aprobadas y siguen siendo rastreables hasta el Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST), una organización internacional de estándares reconocida, o una constante física (intrínseca) natural reconocida a través de comparaciones ininterrumpidas que tienen incertidumbres definidas.

Ciclo Abierto: el fluido de trabajo es principalmente aire atmosférico con adición de calor a través de una combustión directa de combustible.

Combustible Gaseoso: mezcla de combustibles con o sin inertes en los que cada componente está presente como un vapor sobrecalentado o saturado en condiciones de uso.

Combustible Líquido: mezcla de combustibles con o sin inertes, que se compone casi totalmente de componentes líquidos en condiciones de uso.

Condiciones de Referencia Especificadas: los valores de todas las condiciones a las que se corrigen los resultados de la prueba.

Consumo Específico: la relación entre la entrada de calor y la salida de potencia producida por la turbina de gas, medida en los límites de prueba. La base del valor siempre debe expresarse en base al poder calorífico inferior o superior del combustible.

Corrida de la Prueba: grupo de lecturas tomadas durante un período de tiempo específico durante el cual las condiciones de operación se mantienen constantes o casi.

Eficiencia Térmica: relación entre la potencia producida y la energía del combustible suministrada por unidad de tiempo. La eficiencia térmica puede expresarse en base al poder calorífico superior o inferior del combustible.

Emisiones de Gases de Escape: constituyentes del fluido de trabajo que sale de la turbina de gas que se pueden usar para definir en parte las condiciones de operación para la prueba.

Energía del Gas de Escape: energía del fluido de trabajo que sale de la turbina de gas en un punto definido por el límite de prueba.

Entrada de Calor: el flujo de combustible (s) multiplicado por el poder calorífico superior o inferior del combustible (s).

Entrada de Calor Primario: energía suministrada al ciclo desde el combustible u otra fuente disponible (tal como vapor) para conversión a potencia neta más salidas secundarias.

Error Aleatorio, (ε): la parte del error total que varía aleatoriamente en mediciones repetidas del valor verdadero a lo largo de un proceso de prueba.

Error Sistemático, (β): a veces llamado sesgo (bias); la parte del error total que permanece constante en mediciones repetidas del valor verdadero a lo largo de un proceso de prueba.

Fluido de Inyección: flujo gaseoso o líquido sin combustible que entra en el límite de la prueba.

Flujo de Gases de Escape: flujo del fluido de trabajo que sale de la turbina de gas en un punto definido por el límite de prueba.

Frontera o Límite de la Prueba: volumen de control termodinámico definido por el alcance de la prueba, y para el cual se deben determinar los flujos de masa y energía. Dependiendo de la prueba, más de un límite puede ser aplicable. La definición del límite o límites de la prueba es una herramienta visual extremadamente importante que ayuda a comprender el alcance de la prueba y las mediciones requeridas.

Horas Equivalentes de Operación (HEO): Corresponden al valor que resulta de incrementar las horas efectivas de operación de una turbina de gas, a través de factores que permiten reconocer el deterioro que se produce en la turbina, por efectos de las partidas y salidas intempestivas.

Incertidumbre: el intervalo sobre la medición o el resultado que contiene el valor verdadero para un nivel de confianza del 95%.

Incertidumbre de Medición: incertidumbre estimada asociada con la medición de un parámetro o variable de proceso.

Incertidumbre de la Prueba: incertidumbre asociada con un resultado corregido de la prueba.

Lectura de la Prueba: un registro de toda la instrumentación requerida para la prueba.

Límite del Código: la combinación de los límites de incertidumbre aplicables para cada uno de los parámetros medidos para esa configuración y prueba en particular.

KKS / TAG: código de equipos.

Parámetro: una medición directa que es una cantidad física en una ubicación la cual es determinada por un instrumento único, o por el promedio de varias mediciones de la misma cantidad física.

Parámetros/Variables Primarios (as): son los parámetros/variables usados para el cálculo del resultado de la prueba, se clasifican adicionalmente como:

- *Clase-1:* parámetros/variables primarias son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa de 0,2 % o superior.
- *Clase-2:* parámetros/variables primarias son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor que 0,2 %.

Parámetros/Variables Secundarios (as): son los parámetros/variables que son medidos, pero no entran en los cálculos de los resultados.

Pérdida de Calor: cantidad de energía que sale del límite de la prueba fuera de las salidas definidas.

Poder Calorífico Inferior (PCI o LHV) (combustibles líquidos o gaseosos): el calor producido por la combustión de una cantidad unitaria de combustible en condiciones tales que toda el agua de los productos permanece en la fase de vapor. Se calcula a partir del mayor valor de calentamiento a volumen constante para combustible (s) líquido (s), y del alto valor de calentamiento a presión constante para combustible (s) gaseoso (s)

Poder Calorífico Superior (PCS o HHV) a presión constante (combustibles gaseosos): el calor producido por la combustión de una cantidad unitaria de combustible (s) gaseoso (s) a presión constante en condiciones específicas. Todo el vapor de agua formado por la reacción de combustión se condensa al estado líquido.

Potencia Auxiliar: potencia eléctrica utilizada en el funcionamiento de la turbina de gas o en otro lugar según lo definido por el límite de prueba.

Potencia Máxima: Máximo valor de potencia activa bruta que puede sostener una unidad generadora, en un período mínimo de 5 horas continuas, en los bornes de salida del generador para cada una de las modalidades de operación informadas a la DO.

Presión de Vapor Inicial: presión de vapor vivo en la entrada de la turbina.

Prueba: grupo de corridas de prueba para las cuales las condiciones de operación pueden variar.

Rendimiento Absoluto: rendimiento [potencia, consumo específico (eficiencia), temperatura de escape, flujo de escape y energía de escape] de la turbina de gas en un punto específico en el tiempo.

Rendimiento Comparativo: cambio en el rendimiento de la turbina de gas expresado como un diferencial o relación.

Rendimiento Corregido: parámetro de rendimiento ajustado matemáticamente a las condiciones de referencia especificadas.

Salida de Potencia: salida eléctrica o mecánica basada en la medición directa en el límite de la prueba.

Temperatura de Control: temperatura o registro de temperaturas determinado por el fabricante que define una de las condiciones de operación para la prueba. Esta temperatura puede coincidir o no con la temperatura del fluido de trabajo que sale de la turbina de gas. Independientemente de la ubicación de la medición, la temperatura de control es interna al límite de la prueba.

Temperatura del Gas de Escape: temperatura promedio ponderada del fluido de trabajo que sale de la turbina de gas en un punto definido por el límite de prueba.

Tolerancia: una asignación comercial por desviación de los niveles de desempeño del contrato.

Turbina a Gas: máquina que convierte la energía térmica en trabajo mecánico; consiste en uno o varios compresores rotativos, un dispositivo (s) térmico que calienta el fluido de trabajo, una o varias turbinas, un sistema de control y equipos auxiliares esenciales. Cualquier intercambiador de calor (excluyendo los intercambiadores de recuperación de calor de escape) en el circuito principal del fluido de trabajo se considera parte de la turbina de gas. Incluye la turbina de gas y todo el equipo esencial necesario para la producción de energía en una forma útil (por ejemplo, eléctrica, mecánica o térmica) dentro del límite de la prueba.

Variable: una cantidad que no se puede medir directamente, pero se calcula a partir de otros parámetros medidos. Una variable es una medición indirecta que es una cantidad física desconocida en una ecuación algebraica que es determinada por parámetros.

Verificación: un conjunto de operaciones que establecen pruebas mediante calibración o inspección de que se han cumplido los requisitos especificados.

Unidad Generadora: Equipo generador eléctrico que posee equipos de accionamiento propios, sin elementos en común con otros equipos generadores.

Símbolo	Descripción	US	SI
ρ	densidad	lbm/ft^3	kg/m^3
CEN	Consumo Específico Neto	Btu/kW-h	kcal/kWh
CC	Consumo total de combustible de la unidad generadora para producir la energía bruta de salida medida en bornes de la unidad generadora.	lbm/h o ft^3/h	kg/h o m^3/h
η	Eficiencia	%	%
PC o HV	Poder Calorífico	Btu/lbm	kcal/kg
PCI o LHV	Poder Calorífico Inferior	Btu/lbm	kcal/kg
PCS o HHV	Poder Calorífico Superior	Btu/lbm	kcal/kg
Q	Entrada de calor térmico desde el combustible	Btu/h	kcal/h
t	Temperatura	°F	°C
T	Temperatura absoluta	R	K
m o qm	Flujo másico	lbm/h	kg/h
h	Entalpía	Btu/lbm	kcal/kg
PF	Factor de potencia	-	-
Θ	Coeficiente de sensibilidad para el cálculo de incertidumbre	–	–

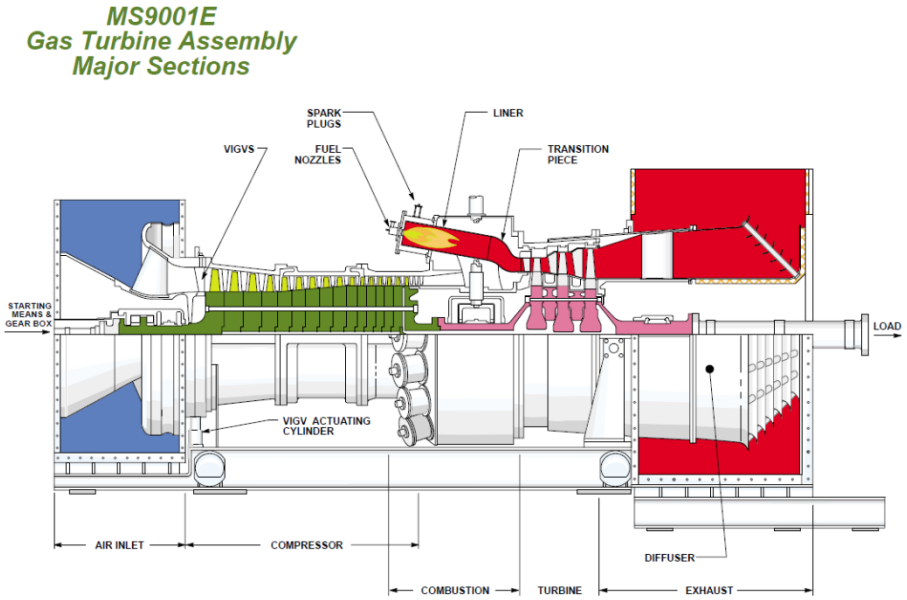
4. CONFIGURACIÓN PARA LA PRUEBA

La prueba de consumo específico será realizada en siete escalones de carga que incluyen el mínimo técnico termodinámico, mínimo técnico ambiental y potencia máxima, para las configuraciones Ciclo Simple con Combustible Gas Natural y Combustible Líquido Diesel.

5. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

5.1. Turbogenerador

Turbina	
Fabricante	General Electric
Frame Size	GE GT-9E.03
Turbine Serial Number	890906
Combustible	Gas Natural / Diesel
Potencia Nominal Base	123.300 / 122.800 kW
Potencia Peak	137.100kW / N/A
Temperatura Aire de Entrada	14,7°C (58,46°F)
Altura Geográfica	657 m (2.155,5 ft)
Presión de Escape	0 mmH_2O
Etapas del Compresor	17
Etapas de la Turbina	3
Velocidad	3000 rpm
Consumo Específico Neto (Poder Calorífico Inferior)	10.400 kJ/kWh
Eficiencia Neta (Poder Calorífico Inferior)	34,6 %
Energía de Escape	874 MM kJ/h
Carga Mínima	35 %
Cambio de Carga	11 MW/min
NOx en Carga Base (@15%O_2)	5 ppmvd
CO en Carga Mínima sin Abatimiento	25 ppm



Generador

Fabricante	ELIN/General Electric Co
GE Machine N°	954X022
Polos	2
Fases	3
Conexión	Y
Enfriamiento	Aire
Potencia Aparente Potencia Peak	139.000 kVA 154.290 kVA
Frecuencia	50 Hz
Velocidad	3.000 rpm
Voltaje	15.000 V
Corriente Corriente Peak	5.350 A 5.939 A
Corriente de Campo Corriente de Campo Peak	859 A 928 A
Voltaje de Excitación Voltaje de Excitación Peak	298 V 322 V
Factor de Potencia	0,8 lagging
Enfriamiento	Aire/Agua (temperatura del agua 47 °C)

6. CONDICIONES NOMINALES

Parámetro	***Valor Nominal***
Temperatura de Aire entrada al Compresor	14,7°C (58,46°F)
Presión barométrica	941 mbar (13,65 psia)
Humedad Relativa Entrada Compresor	60,0%
Frecuencia	50 Hz
Factor de Potencia del Generador	0,85 lagging
Caída de Presión Entrada	50 mm H_2O (1,97 in H_2O)
Caída de Presión Escape	65 mm H_2O (2,56 in H_2O)
Combustible Gas Natural	
Temperatura del Combustible	27 °C
Poder Calorífico Inferior	47.625 kJ/kg
Composición del Combustible	%Volumen
Nitrógeno (N_2)	0,887
Dióxido de Carbono (CO_2)	1,200
Metano (CH_4)	96,549
Etano (C_2H_6)	1,00
Propano (C_3H_8)	0,223
Butano (C_4H_{10})	0,092
Pentano (C_5H_{12})	0,031
Hexano (C_6H_{14})	0,018
Relación H/C	3,9612

6.1. Datos de Rendimiento

Prueba mayo 2015

Punto de Operación	Combustible	Potencia Neta Sin Corregir [kW]	Consumo Específico Neto kJ/kWh, PCI
Carga Base	Gas	127.609	10.395
Carga Base	Diesel	116.669	10.863

6.2. Límites Ambientales Central Candelaria

DECRETO SUPREMO N° 13

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO_2)	Óxidos de Nitrógeno (NO_X)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

7. RESPONSABILIDADES

7.1. Las siguientes son las responsabilidades específicas para el programa de pruebas:

Flujo Energía / Experto Técnico:

- Dirección técnica y supervisión de la prueba de consumo específico.
- Proporcionar el protocolo de prueba.
- Preparación del informe y acta de la prueba, incluyendo la reducción, evaluación y presentación de los datos y los resultados correspondientes.

Coordinado / Colbún:

- Confirmar la adecuada operación de la configuración.
- Proporcionar toda la documentación para la prueba.
- Proporcionar la instrumentación especial calibrada, según se requiera.

- Proporcionar las especificaciones de calibración para la instrumentación de la planta.
- Proporcionar recipientes apropiados para recolectar las muestras de combustible obtenidas durante las pruebas.
- Ejecutar la verificación de la calibración de la instrumentación requerida de la planta.
- Instalar la instrumentación especial para la prueba.
- Instalar válvulas y accesorios según sea necesario para acomodar los recipientes de muestreo a las penetraciones de tuberías existentes.
- Ejecución del programa de pruebas.
- Enviar para análisis, por un laboratorio homologado, las muestras de combustible obtenidas durante la prueba.
- Proporcionar la carga y el combustible para el programa de pruebas.
- Proporcionar asistentes para la prueba. La Empresa Generadora será responsable de coordinar el personal a su mando en la operación de la unidad generadora para la correcta realización de la prueba.

Coordinador:

- El Coordinador será responsable de coordinar la prueba de Consumo Específico Neto de acuerdo con la programación de la operación y las condiciones del Sistema Interconectado, considerando para esto este protocolo de pruebas.

7.2. Central Candelaria tendrá su personal de prueba y observadores apropiados disponibles para el inicio de la prueba.

7.3. Además de la aprobación de este protocolo, se acordarán los siguientes criterios de prueba específicos, métodos y criterios de aceptación antes del inicio de la Prueba de Consumo Específico.

- Ubicación, tipo, número, precisión y calibración de toda la instrumentación utilizada para obtener y registrar datos de consumo específico.
- Todos los parámetros operativos que se registrarán para determinar que se mantienen las condiciones de prueba constantes.
- Cantidad, organización, calificación, coordinación y capacitación de todos los observadores y tomadores de datos de la prueba.
- Frecuencia de registro de datos.
- Procedimiento para determinar la condición del equipo antes de la prueba.
- Estado de todos los equipos auxiliares incluidos en la configuración normal de funcionamiento de la planta.
- Calificaciones del laboratorio seleccionado para el análisis de combustibles.

8. MONTAJE DE LA PRUEBA

8.1. El montaje de la prueba consistirá en los instrumentos de la planta especificados e instrumentos especiales requeridos para la prueba, como se detalla en el Apéndice 16.7. Esta lista se puede modificar después de que se haya llevado a cabo el reconocimiento de los instrumentos del sitio.

8.2. Se requerirá instrumentación especial y temporal para la prueba para proporcionar una determinación precisa de algunos parámetros de prueba que no son monitoreados por el sistema de control de la turbina de gas o el DCS de la planta. La instrumentación temporal también se usa para mejorar la generalidad de la prueba.

8.3. Los instrumentos de la planta se usarán para el balance de las mediciones requeridas para la prueba y no especificadas. Algunas de las mediciones más importantes que se registrarán durante la prueba se proporcionan en el Apéndice 16.7. Se registrarán datos adicionales a discreción del Experto Técnico con el fin de obtener información de consumo específico general de la unidad, así como datos de respaldo.

9. FRONERAS DE LA PRUEBA

Las fronteras de la prueba identificarán las corrientes de energía que deben ser medidas para calcular los resultados corregidos. Las fronteras de la prueba es un concepto contable usado para definir los flujos que deben ser medidos para determinar el comportamiento de la unidad generadora. Todos los flujos de energía que entran y salen, requeridos para los cálculos de la prueba, serán determinados con referencia al punto en el cual ellos cruzan la frontera de la prueba.

Figura 9-1 Fronteras de la Prueba

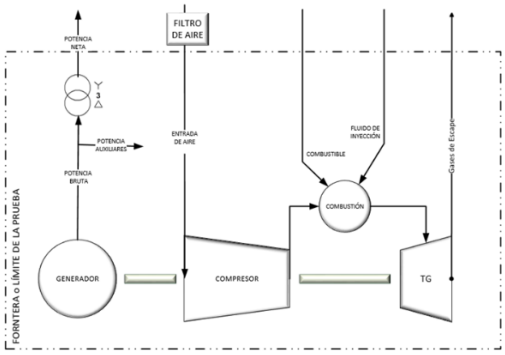
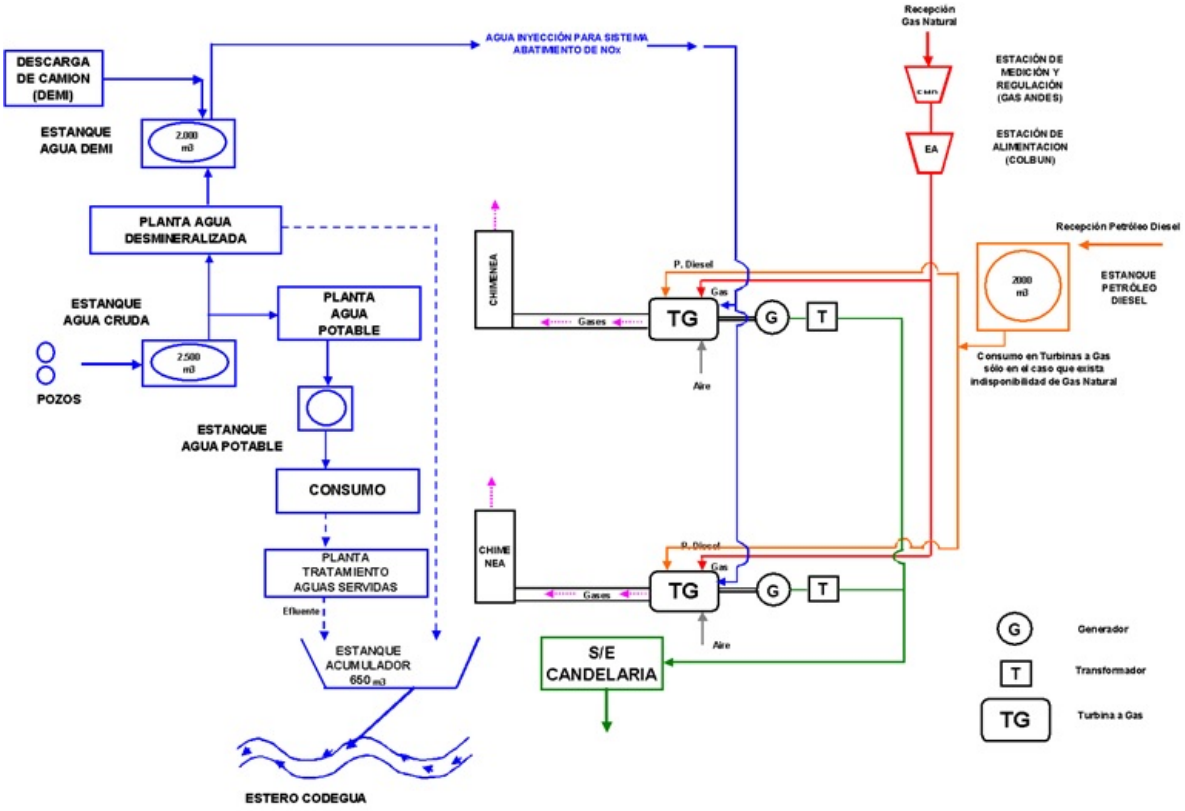


Figura 9-2 Diagrama de Proceso



10. INSTRUMENTACIÓN Y MEDICIONES

Para la prueba podrá utilizarse el sistema de adquisición de datos instalado en la unidad, registrando las magnitudes que interesen a intervalos de 1 a 5 minutos.

Toda la instrumentación primaria debe estar calibrada antes de la realización de las pruebas.

La medición de potencia y factor de potencia se realizará en bornes del generador, con instrumentos de Clase 0.2 o superior según norma IEC, con lecturas obtenidas directamente del medidor o por adquisición vía software dedicado, realizadas directamente en terreno y con un tiempo de muestreo máximo de 5 segundos. Asimismo, se medirá la potencia neta aguas abajo del transformador elevador en el medidor ION7650 PJ – 0911A501-02, instalado en la S/E Candelaria.

Las mediciones de temperaturas serán realizadas con las termocuplas instaladas en el equipo, de acuerdo con ASME PTC 19.3.

Las mediciones de presión serán obtenidas mediante los transductores existentes, utilizados para la operación rutinaria de la unidad, instalados de acuerdo con ASME PTC 19.2.

La calibración de los sensores primarios deberá tener 2 años de antigüedad como máximo, tomando como referencia la fecha de la prueba.

Las dimensiones y el estado de las placas de orificio se controlarán con anterioridad a la prueba.

La antigüedad máxima admisible del certificado de contraste de los caudalímetros será de 5 años.

La medición del consumo de combustible líquido (diesel) se realizará por el caudalímetro 77FL-1 SAPPEL Oval Gears FTA A 018, que está diseñado para medir con precisión el volumen de líquidos, contrastado de clase 0,5.

La medición del consumo de combustible gas natural se realizará con el transmisor de flujo 96FM-1 que utiliza la placa orificio MG2-1 y el transmisor de temperatura FT-MG-1/R.

Con el objeto de determinar el poder calorífico del combustible utilizado durante los ensayos, se deberán tomar muestras durante los mismos para ser enviadas al laboratorio que se encargará del análisis correspondiente. Este laboratorio deberá estar homologado por las autoridades competentes. No obstante, cuando se disponga de un cromatógrafo en línea se podrán usar los resultados de los análisis de este, cuyas muestras deberán tener una periodicidad de, al menos, 15 minutos.

El informe del laboratorio deberá contener la siguiente información:

i. Análisis cromatográfico en porcentaje volumétrico o molar que incluya el contenido de hidrocarburos (metano, etano, propano, isobutano, n-butano, isopentano, n-pentano, hexano y heptano), oxígeno, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico (H_2S).
ii. Peso molecular.
iii. Gravedad específica.
iv. Poderes caloríficos superior e inferior.

a) Gas natural
Se extraerán muestras del fluido antes y después de las pruebas, las que deberán enviarse para su análisis a un laboratorio.

b) Combustibles Diesel
Se extraerán 2 muestras de 1 litro cada una, recomendándose el muestreo por goteo durante el tiempo que demanden las pruebas. El combustible deberá provenir de un solo tanque o ser de una sola partida. Se tomará una muestra para analizar y otra de respaldo.

Para medir la presión barométrica se utilizarán los transmisores de presión absoluta 96AP-1A, 96AP-1B y 96AP-1C y una estación meteorológica con celdas electrónicas. La estación meteorológica se ubicarán al aire libre en un ambiente estable y se colocará en posición vertical (igual que cuando se calibra) en la misma elevación que la línea central del eje de la turbina de gas. La ubicación de medición debe estar protegida de la luz solar directa.

La caída de presión del sistema de entrada se medirá con las 2 sondas insertadas en el conducto vertical justo aguas arriba de la cámara de entrada (PE-100 y PE-101). La caída de presión se medirá como una presión diferencial contra la presión barométrica por medio del transmisor de presión diferencial 96CS-1.

La temperatura del aire de ingreso al compresor de la turbina a gas será el promedio de la temperatura medida después de los filtros con las termocuplas CT-IF-1 y CT-IF-2.

La humedad relativa se medirá con la estación meteorológica, ubicada cerca de los filtros de entrada de la turbina de gas. La ubicación de medición debe estar protegida de la luz solar directa.

La caída de presión entre el plenum de entrada y la campana de entrada (Bellmouth) del compresor se medirá por medio de un transmisor de presión diferencial (96BD-1) con las tomas de presión existentes PE-100 y PE-101, ubicadas en el plenum de entrada.

Se instalará un transmisor de presión diferencial en la descarga de la turbina de gas PDT-Gases de Escape, para medir la contrapresión de la turbina (debe ser instalado).

La contrapresión del escape de la turbina de gas se medirá con el transmisor de presión diferencial PDT – Gases de Escape, a través de las sondas de presión estática ubicadas en la salida del ducto de escape de la turbina de gas y la presión barométrica.

Las lecturas del integrador de flujo de diesel se tomarán al comienzo y a la finalización de cada corrida de medición, con lecturas complementarias intermedias cada 5 minutos.

La temperatura de escape de la turbina de gas se medirá utilizando los termopares de escape del sistema de control de la unidad ubicados en el difusor de escape de la turbina de gas. Cada lectura de termopar, así como el valor principal o la temperatura de escape promedio, se registrarán a través del sistema de control una vez por minuto durante la prueba.

La Potencia Bruta en bornes del generador de la turbina de gas se determinará registrando la medición de MWh al inicio y al final de la corrida, utilizando el medidor temporal de clase 0,2, instalado en el PEEC. El factor de potencia, así como la frecuencia, la tensión de fase y el amperaje, también se registrarán a través de este medidor cada 1 minuto.

Potencia Neta de la planta se determinará registrando la medición de MWh al inicio y al final de la corrida de la prueba, utilizando el medidor ION7650 PJ – 0911A501-02, instalado en la S/E Candelaria.

Los voltios y amperios de la excitación del generador también se registrarán usando el equipo de medición de la planta y el sistema de control.

Los consumos auxiliares de la planta se medirán en el transformador auxiliar que es alimentando desde la salida del generador, el generador diesel de emergencia desconectado y el transformador de partida energizado, pero sin servir ninguna carga auxiliar.

Cualquier parámetro de la turbina de gas que el Experto Técnico considere apropiado.

11. PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA

11.1. El Coordinado tiene derecho de ajustar el equipo antes de la prueba de Consumo Específico según sea necesario para entrar en las condiciones de la prueba. El Coordinado dará a conocer todos los datos operativos en cualquier momento antes de la prueba de Consumo Específico cuando lo solicite el Coordinador Eléctrico Nacional o el Experto Técnico.

11.2. El equipo que se está probando estará mecánicamente estable y en condiciones de funcionamiento adecuadas. Se ajustará según las especificaciones de control y será capaz de funcionar satisfactoriamente dentro de los límites de diseño en la carga base. La operación de carga base debe lograrse antes de intentar una prueba de rendimiento termodinámico.

11.3. Antes de la prueba de Consumo Específico, se recomienda que el equipo asociado esté limpio y lo más cerca posible de las condiciones nuevas y limpias. Lo usual es que el compresor de la turbina a gas se lave dentro de las 25 horas de fuego previas a la prueba. La cámara de entrada del compresor, las paletas guía de entrada (IGV) y la primera etapa se inspeccionan por el Coordinado después del lavado.

11.4. La instrumentación de la planta utilizada para la evaluación del consumo específico será calibrada por personal calificado de instrumentación del sitio. Candelaria proporcionará las especificaciones de calibración para la instrumentación de la planta. Estas especificaciones, registros y certificados de calibración serán entregados para ser incluidos en el informe de prueba final.

11.5. Se identificará una ubicación para obtener muestras del combustible suministrado a la turbina de gas. Candelaria instalará válvulas y accesorios según sea necesario para acomodar los recipientes de muestreo a las tomas en las tuberías existentes. Candelaria proporcionará botellas de muestreo de combustible, con el fin de recoger las muestras de gas/diesel. El sitio también organizará el envío de estas muestras a un laboratorio independiente homologado.

11.6. Candelaria inspeccionará los filtros de entrada y verificará que están limpios antes de comenzar las pruebas.

11.7. P & ID y los diagramas eléctricos unilineales serán revisados por el Experto Técnico antes de la prueba para verificar la lista de medición de la planta.

11.8. Los registros de calibración para toda la instrumentación que se utilizará durante la realización de la Prueba de Consumo Específico o durante la fase de preparación para la prueba estarán disponibles para el Coordinador y el Experto Técnico **antes de la prueba**.

La calibración de todos los instrumentos temporales especiales será realizada por el Coordinado.

11.9. Se ejecutará una corrida de prueba preliminar antes de comenzar la prueba real. El propósito de este punto será verificar los ajustes de control adecuados de la unidad, el funcionamiento adecuado de todos los instrumentos y diversos sistemas de adquisición de datos, así como capacitar a los que tomarán los datos. La prueba preliminar se realizará con la unidad en la carga base.

12. REALIZACIÓN DE LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

12.1. La prueba de determinación de consumo específico comprende la realización de mediciones en varios niveles de generación, que deben comprender al menos 7 estados de carga determinados por el Coordinador, debiendo considerar entre ellos al estado de potencia máxima y la potencia correspondiente a la carga de mínimo técnico. Se registrarán suficientes datos para determinar el rendimiento de la unidad y corregirlo según las condiciones indicadas en el Artículo 36 del Anexo Técnico "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras". Se harán correcciones a fin de homologarlo con los valores de referencia para los cuales fue calculada la potencia original de garantía. Para ello se hará uso de las curvas o ecuaciones de corrección provistas por el fabricante. En caso de no disponerse de las curvas originales de la unidad, pueden usarse otras de unidades similares (misma marca, potencia y tipo de máquina). Las curvas de corrección y las ecuaciones de la curva de corrección se proporcionan en el Apéndice 16.2 de este procedimiento.

12.2. Al finalizar el punto de prueba preliminar, el cual puede ser considerado como el periodo de estabilización si cumple con los criterios de estabilidad, se realizarán las corridas de medición oficiales. La duración del programa de prueba en cada condición será de media horas cada uno. Durante cada uno de los períodos de prueba de media hora, los datos se recopilarán a razón de una vez por minuto para todos los datos registrados por los sistemas de adquisición de datos, y a razón de una vez cada cinco minutos (6 lecturas) para todos los datos tomados manualmente. Habrá un periodo de al menos $^{1}/_{2}$ hora entre los períodos de medición de cada escalón de carga para fines de estabilización.

12.3. Las secuencias de prueba se describen en las tablas a continuación, pudiéndose modificar el orden de los combustibles:

Tabla 12.3-1 Consumo Específico GNL

Fecha Hora	Corrida de Medición N°	Carga	Combustible	Duración de la Corrida
mar 25-06-2019 08:30h – 09:00h	1 – Consumo Específico	Máxima: 128 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 09:30h – 10:00h	2 – Consumo Específico	Carga Parcial: 117 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 10:30h – 11:00h	3 – Consumo Específico	Carga Parcial: 105 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 11:30h – 12:00h	4 – Consumo Específico	Carga Parcial: 94 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 12:30h – 13:00h	5 – Consumo Específico	Carga Parcial: 83 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 14:30h – 15:00h	6 – Consumo Específico	Carga Parcial: 71 MW	GNL	1/2 hora
mar 25-06-2019 15:30h – 16:00h	7 – Consumo Específico	Mínimo Técnico: 60 MW	GNL	1/2 hora

[NOTA] 1. El mínimo técnico considerado corresponde al mínimo técnico en conformidad a normativa ambiental aceptado por el Coordinador Eléctrico Nacional en carta DE 02397-18.

2. La carga máxima se definirá por la curva de control de temperatura de escape de la turbina de gas en la especificación del sistema de control.

Tabla 12.3-2 Consumo Específico Diesel

Fecha Hora	Corrida de Medición N°	Carga	Combustible	Duración de la Corrida
mié 26-06-2019 08:30h – 09:00h	1 – Consumo Específico	Base: 128 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 09:30h – 10:00h	2 – Consumo Específico	Carga Parcial: 113 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 10:30h – 11:00h	3 – Consumo Específico	Carga Parcial: 99 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 11:30h – 12:00h	4 – Consumo Específico	Carga Parcial: 84 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 12:30h – 13:00h	5 – Consumo Específico	Carga Parcial: 69 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 14:30h – 15:00h	6 – Consumo Específico	Carga Parcial: 55 MW	Diesel	1/2 hora
mié 26-06-2019 15:30h – 16:00h	7 – Consumo Específico	Mínimo Técnico: 40 MW	Diesel	1/2 hora

[NOTA] 1. El mínimo técnico considerado corresponde al mínimo técnico en conformidad a normativa ambiental aceptado por el Coordinador Eléctrico Nacional en carta DE 02397-18.

2. La carga máxima se definirá por la curva de control de temperatura de escape de la turbina de gas en la especificación del sistema de control.

12.4. Sólo aquellas cargas auxiliares que se requieren para la operación normal de la planta estarán en servicio durante el período de prueba. La configuración de las cargas auxiliares de la unidad se define en el Apéndice 16.5.

En el evento que equipos adicionales, no identificados en el Apéndice 16.5 (ej. bombas de pozo, bombas de agua potable; las cuales están excluidas de las cargas auxiliares que determinan la potencia neta de la unidad), están en servicio durante la prueba de consumo específico, se debe medir el consumo de estos equipos en particular. Esta potencia medida será agregada a la potencia neta de la planta.

12.5. La turbina de gas debe estar térmicamente estable y funcionar de acuerdo con las especificaciones de control antes y durante cada corrida de la prueba. Las temperaturas del "Wheel-space" de la turbina de gas se controlarán individualmente para verificar la estabilidad térmica. La turbina de gas se considerará en estado estable cuando la temperatura de cada "Wheel-space" de la turbina cambie en no más de 3 ºC durante un período de quince (15) minutos.

Tabla 8-6.1 Variaciones Máximas Permitidas en las Condiciones de la Prueba[3]

Parámetro	Desviación Estándar de la Muestra
Potencia bruta	± 0,65%
Torque	± 0,65%
Velocidad de Rotación	± 0,33%
Presión Barométrica en el sitio	± 0,16%
Temperatura del aire de entrada	± 0,7°C
Flujo de combustible	± 0,65%

12.6. Para las pruebas se considerará un punto de muestreo de fácil acceso para la toma de muestra de combustible, lo más cercano posible al punto de combustión. Para el procedimiento de muestreo ver el Anexo 16.6.

El Coordinado debe indicar el laboratorio considerado para la toma de muestras/análisis y los tiempos de análisis y respuesta para la obtención de los resultados finales para considerarlos para el desarrollo del informe final.

12.7. Los flujos de combustibles que se requiere determinar son:

12.7.1. flujo de diesel a la turbina de gas, medidor 77FL-1.
12.7.2. flujo de gas a la turbina de gas, medidor de flujo másico 96FM-1

[3] ASME PTC 22 – 2014. Tabla 3-3.5-1

12.8. El consumo específico para la turbina de gas será determinado usando el promedio del flujo de combustible y el promedio del poder calorífico superior del combustible sobre el periodo de evaluación.

12.9. Los datos manuales de la turbina a gas se registrarán en hojas de datos por los asistentes de prueba de Candelaria, según los ejemplos de hojas de datos incluidos en el Apéndice 16.4.

12.10. Los representantes de Colbún, Coordinador Eléctrico Nacional y Flujo Energía firmarán todas las hojas de datos al final de la prueba. Candelaria, al término de la prueba, también proporcionará copia de todas las hojas de datos y copia de los datos recogidos desde los diferentes sistemas de adquisición de datos que dan soporte a la prueba.

13. EVALUACIÓN DEL CONSUMO ESPECÍFICO NETO

La evaluación del consumo específico neto de la planta estará basada en los datos de la prueba de Determinación de Consumo Específico, corregida a las condiciones indicadas por el Anexo Técnico y medida en condiciones de estado estable.

Para cada carga considerada; se determinará el consumo de combustible y la energía producida y; aplicando las siguientes fórmulas se determinará el CEN correspondiente:

$$CEN = \frac{CC * PC}{Pneta}$$

donde,

CEN: Consumo Específico Neto [kJ/kWh]
CC: Consumo de combustibles expresado en unidades de volumen o masa por hora [u/h]. Es el consumo total de combustible de la unidad generadora para producir la energía bruta de salida medida en bornes de la unidad generadora.
PC: Poder Calorífico medido en [kJ/u]. Corresponde a la cantidad total de calor desprendido en el proceso de combustión completo de una unidad de combustible, considerando el poder calorífico base establecido por el Coordinador (poder calorífico superior).

P_{neta}: Potencia neta de salida medida en [kW]. Es la potencia medida en el lado de Alta Tensión del Transformador elevador asociado y corresponde a la diferencia entre la potencia bruta, medida en bornes de la unidad generadora, y la potencia consumida para el funcionamiento de la misma unidad generadora, expresado en kW. Este último consumo, refleja el suministro de energía a los Servicios Auxiliares.

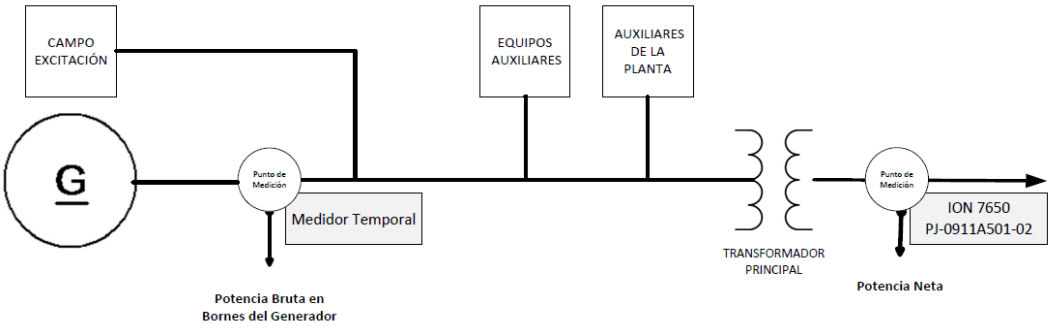
Los cálculos antes indicados deberán considerar las mediciones obtenidas a través del equipamiento de medición, en conformidad con este Protocolo de Prueba.

13.1. Potencia Neta Corregida

La potencia neta será medida en el medidor clase 0,2, ION 7650 - PJ-0911A501-02, instalado en la S/E Candelaria, el valor de los datos integrados (potencia neta de salida) se calculará dividiendo la diferencia entre los datos integrados medidos al comienzo y al final de la prueba por la duración de la prueba (horas).

La potencia bruta en bordes del generador se medirá en el medidor clase 0,2, que se instalará temporalmente en el PEEC y se calculará dividiendo la diferencia entre los datos integrados medidos al comienzo y al final de la prueba por la duración de la prueba (horas).

Para fines de aclaración, el siguiente diagrama identifica los diversos puntos a lo largo de la corriente de salida eléctrica del generador, incluidos los puntos en los que se realizarán las mediciones de potencia.



Flujo de Salida Eléctrica del Generador

La metodología de evaluación detallada más abajo contiene todos los cálculos requeridos para determinar la potencia, corregida a las condiciones nominales.

La potencia neta será corregida por los factores de corrección proporcionados por el fabricante del equipo. Como se indican en las tablas 13.1-1 Curvas para GNL y 13.1-2 Curvas para Diesel.

Tabla 13.1-1 Curvas de Corrección del Consumo Específico Neto con GNL

Efecto de	sobre el Parámetro	Factor de Corrección	Curva Número	Rev.	Sheet
Temperatura Entrada al Compresor	Potencia	P_{TA}	103H6000	-	3
Humedad Relativa Entrada al Compresor	Potencia	P_{HR}	103H6000	-	5
Presión Barométrica	Potencia	P_{PB}	103H6000	-	17
Factor de Potencia del Generador	Potencia	P_{FP}	D296T10	-	6
Caída de Presión en el Sistema de Entrada	Potencia	P_{CPSE}	103H6000	-	11
Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(a)}$	103H6000	-	2, 13
Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(b)}$	103H6000	-	15
Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(c)}$	103H6000	-	15
Temperatura Entrada al Compresor	Consumo Específico	CE_{TA}	103H0099	-	4
Humedad Relativa Entrada al Compresor	Consumo Específico	CE_{HR}	103H6000	-	6
Presión Barométrica	Consumo Específico	CE_{PB}	103H6000	-	18
Factor de Potencia del Generador	Consumo Específico	CE_{FP}	D296T10	-	6
Caída de Presión en el Sistema de Entrada	Consumo Específico	CE_{CPSE}	103H6000	-	12
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(a)}$	103H6000	-	2, 14
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(b)}$	103H6000	-	16
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(c)}$	103H6000	-	16

Tabla 13.1-2 Curvas de Corrección del Consumo Específico Neto con Diesel

Efecto de	sobre el Parámetro	Factor de Corrección	Curva Número	Rev.	Sheet
Temperatura Entrada al Compresor	Potencia	P_{TA}	111T3760	-	3
Humedad Relativa Entrada al Compresor	Potencia	P_{HR}	111T3760	-	8
Presión Barométrica	Potencia	P_{PB}	111T3760	-	13
Factor de Potencia del Generador	Potencia	P_{FP}	111T3760	-	6
Caída de Presión en el Sistema de Entrada	Potencia	P_{CPSE}	111T3760	-	26

Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(a)}$	111T3760	-	31
Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(b)}$	111T3760	-	31
Contrapresión en el Sistema de Escape	Potencia	$P_{CSE(c)}$	111T3760	-	31
Temperatura Entrada al Compresor	Consumo Específico	CE_{TA}	111T3760	-	4
Humedad Relativa Entrada al Compresor	Consumo Específico	CE_{HR}	111T3760	-	9
Presión Barométrica	Consumo Específico	CE_{PB}	111T3760	-	14
Factor de Potencia del Generador	Consumo Específico	CE_{FP}	D296T10	-	6
Caída de Presión en el Sistema de Entrada	Consumo Específico	CE_{CPSE}	111T3760	-	27
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(a)}$	111T3760	-	32
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(b)}$	111T3760	-	32
Contrapresión en el Sistema de Escape	Consumo Específico	$CE_{CSE(c)}$	111T3760	-	32

13.1.1. Mediciones y Cálculos Eléctricos

$$PN_{NkW} = \left(kW_{Neto} + kW_{Aj\ Aux}\right) * kW_{Aj}$$

donde:

PN_{NkW} = Potencia eléctrica neta corregida a las condiciones de diseño, kW

kW_{Neto} = Potencia neta medida en el lado de alta del transformador de subida. Medido utilizando el medidor ION7650 PJ – 0911A501-02, kW

$kW_{Aj\ Aux}$ = Ajuste de la potencia de consumos auxiliares. Corresponde a la potencia consumida por los equipos auxiliares vía el transformador auxiliar pero no esenciales para la operación segura y apropiada de la unidad y no listados en el Apéndice 16.5. Si no se miden estos consumos; entonces, se calculan según la fórmula siguiente:

EQUIPOS QUE NO ESTÁN EN EL APÉNDICE 16.5

$$\sum V_m * A_m * FP_m * \sqrt{3}$$

V_m= voltaje correspondiente en el Motor/MCC

A_m= Amperaje correspondiente al motor

FP_m=FP correspondiente a la placa del motor

kW_{Aj} = Corrección de la potencia por variaciones entre las condiciones de prueba y las condiciones de garantía

$(P_{FP} * P_{TA} * P_{HR} * P_{PB} * P_{CPSE} * P_{CSE})$

P_{FP} = Factor para corregir la potencia por el factor de potencia medido del generador al factor de potencia nominal del generador.

$$1 - \left[\frac{FP_{0,95} - FP_{medido}}{kW_{neto}}\right]$$

$FP_{0,95}$ = Pérdidas del generador a la potencia neta medida del generador (kW_{Neto}) y al factor de potencia nominal (0,95) del generador.

FP_{medido} = Pérdidas del generador a la potencia neta medida del generador (kW_{Neto}) y al factor de potencia medido del generador.

Desde la curva D296T10

P_{TA} = Factor para corregir la potencia por la temperatura de entrada del compresor medida a la temperatura de entrada del compresor nominal.

P_{TAn}/P_{TAm}

P_{TAn} = Factor de corrección de la potencia a la temperatura nominal de entrada del compresor.

P_{TAm} = Factor de corrección de la potencia a la temperatura medida de entrada del compresor

Desde la curva GE 103H6000 – 3 para GNL
Desde la curva GE 111T3760 – 3 para Diesel

P_{HR} = Factor para corregir la potencia por la humedad relativa medida de entrada del compresor a la humedad relativa de entrada del compresor nominal.

P_{HRn}/P_{HRm}

P_{HRn} = Factor de corrección de la potencia por la humedad relativa nominal de la entrada del compresor y la temperatura nominal de entrada del compresor.

P_{HRm} = Factor de corrección de la potencia por la humedad relativa medida de entrada del compresor y la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 5 para GNL
Desde la curva GE 111T3760 – 8 para Diesel

P_{PB} = Factor para corregir la potencia por la presión barométrica medida a la presión barométrica nominal.

P_{PBn}/P_{PBm}

P_{PBn} = Factor de corrección de la potencia por la presión barométrica nominal y la temperatura nominal de entrada del compresor.

P_{PBm} = Factor de corrección de la potencia por la presión barométrica medida y a la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 17 para GNL.
Desde la curva GE 111T3760 – 13 para Diesel

P_{CPSE} = Factor para corregir la potencia por la caída de presión medida del sistema de entrada de aire a la caída de presión nominal del sistema de entrada aire.

P_{CPSEn}/P_{CPSEm}

P_{CPSEn} = Factor de corrección de la potencia por la caída de presión nominal del sistema de entrada y la temperatura nominal de entrada del compresor.

P_{CPSEm} = Factor de corrección de la potencia por la caída de presión medida del sistema de entrada y la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 11 para GNL.
Desde la curva GE 111T3760 – 26 para Diesel.

P_{CSE} = Factor para corregir la potencia por la caída de presión medida del sistema de escape a la caída de presión nominal del sistema de escape.

$$\left(1/P_{CSE(a)}\right) * \left(P_{CSE(b)}/P_{CSE(c)}\right)$$

$P_{CSE(a)}$ = Factor de corrección de la potencia por la diferencia entre la caída de presión del sistema de escape medido y la caída de presión del sistema de escape de referencia a la temperatura medida de entrada del compresor (la diferencia se define como la contrapresión del sistema de escape medida menos la contrapresión del sistema de escape de referencia)
$P_{CSE(b)}$ = Factor de corrección de la potencia por la caída de presión nominal del sistema de escape.
$P_{CSE(c)}$ = Factor de corrección de la potencia por la caída de presión de escape de referencia.

Desde la curva GE 103H6000 – 2, 13 para GNL.
Desde la curva GE 111T3760 – 2, 31 para Diesel.

13.2. Consumo Específico Neto

$$CEN = \frac{(W_{total} * PCS) * CE_{Aj}}{PN_{NkW}}$$

donde:

CEN = Consumo específico neto, kJ/kWh, corregido a las condiciones de garantía.

W_{total} = Flujo total de combustible consumido por la Unidad. Obtenido desde el medidor de la planta.

PCS = Poder Calorífico Superior del Combustible obtenido desde el informe del laboratorio homologado por la autoridad competente o desde el reporte cromatográfico.

CE_{Aj} = Corrección del consumo específico por variaciones entre las condiciones de la prueba y las condiciones de diseño.

$$\boldsymbol{H_{\mathrm{FP}} * H_{TA} * H_{HR} * H_{PB} * H_{\mathrm{DPE}} * H_{\mathrm{DPES}}}$$

H_{FP} = Factor para corregir el consumo de calor por el factor de potencia medido del generador al factor de potencia nominal del generador.

$$1 \Big/ \left(1 - \left[\frac{FP_{0,95} - FP_{medido}}{kW_{neto}}\right]\right)$$

$FP_{0,95}$ = Pérdidas del generador a la potencia neta medida del generador (kW_{Neto}) y al factor de potencia nominal (0,95) del generador.

FP_{medido} = Pérdidas del generador a la potencia neta medida del generador (kW_{Neto}) y al factor de potencia medido del generador.

Desde la curva D296T10

H_{TA} = Factor para corregir el consumo de calor por la temperatura de entrada medida del compresor a la temperatura de entrada nominal del compresor.

H_{TAn}/H_{TAm}

H_{TAn} = Factor de corrección del consumo de calor a la temperatura nominal de entrada del compresor.

H_{TAm} = Factor de corrección del consumo de calor a la temperatura medida de entrada del compresor

Desde la curva GE 103H6000 – 4 para GNL
Desde la curva GE 111T3760 – 4 para Diesel

H_{HR} = Factor para corregir el consumo de calor por la humedad relativa de entrada del compresor medida a la humedad relativa de entrada del compresor nominal.

H_{HRn}/H_{HRm}

H_{HRn} = Factor de corrección del consumo de calor por la humedad relativa nominal de la entrada del compresor y la temperatura nominal de entrada del compresor.

H_{HRm} = Factor de corrección del consumo de calor por la humedad relativa medida de entrada del compresor y la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 6 para GNL
Desde la curva GE 111T3760 – 9 para Diesel

H_{PB} = Factor para corregir el consumo de calor por la presión barométrica medida a la presión barométrica nominal

H_{PBn}/H_{PBm}

H_{PBn} = Factor de corrección del consumo de calor por la presión barométrica nominal y la temperatura nominal de entrada del compresor.

H_{PBm} = Factor de corrección del consumo de calor por la presión barométrica medida y a la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 18 para GNL.
Desde la curva GE 111T3760 – 14 para Diesel

H_{CPSE} = Factor para corregir el consumo de calor desde la caída de presión medida del sistema de entrada hasta la caída de presión nominal del sistema de entrada

H_{CPSEn}/H_{CPSEm}

H_{CPSEn} = Factor de corrección del consumo de calor por la caída de presión nominal del sistema de entrada y la temperatura nominal de entrada del compresor.

H_{CPSEm} = Factor de corrección del consumo de calor por la caída de presión medida del sistema de entrada y la temperatura medida de entrada del compresor.

Desde la curva GE 103H6000 – 12 para GNL.

Desde la curva GE 111T3760 – 27 para Diesel.

H_{CSE} = Factor para corregir el consumo de calor desde la caída de presión medida del sistema de escape hasta la caída de presión nominal del sistema de escape.

$$\left(1/H_{CSE(a)}\right) * \left(H_{CSE(b)}/H_{CSE(c)}\right)$$

$H_{CSE(a)}$ = Factor de corrección del consumo de calor por la diferencia entre la caída de presión del sistema de escape medido y la caída de presión del sistema de escape de referencia a la temperatura medida de entrada del compresor (la diferencia se define como la contrapresión del sistema de escape medida menos la contrapresión del sistema de escape de referencia)
$H_{CSE(b)}$ = Factor de corrección del consumo de calor por la caída de presión nominal del sistema de escape.
$H_{CSE(c)}$ = Factor de corrección del consumo de calor por la caída de presión de escape de referencia.

Desde la curva GE 103H6000 – 2, 14 para GNL.

Desde la curva GE 111T3760 – 2, 32 para Diesel.

13.3. Factores de Corrección Polinomiales

En el Apéndice 16.2 se incluyen todas las curvas polinomiales mencionadas anteriormente.

Cuando exista una familia de curvas (polinomiales), y las condiciones reales de la prueba caen en algún punto entre estas curvas, se aplica una interpolación lineal entre las curvas aplicables para determinar el factor de corrección apropiado.

13.4. Potencia Bruta de la Turbina a Gas

La potencia bruta del turbogenerador será calculada desde el medidor temporal.

$$kW_{Bruta} = \frac{(Contador\ Final - Contador\ Inicial)}{duración\ de\ la\ prueba}$$

donde:

kW_{Bruta} = Potencia del turbogenerador a gas medido en los terminales del generador vía el medidor temporal

13.5. Potencia Auxiliar

Se requiere una potencia auxiliar para operar la turbina de gas, ésta se medirá durante el programa de pruebas para información solamente. La potencia auxiliar se define como la potencia requerida para tener el equipo de soporte y protección necesario para la operación segura y normal de la unidad. El Apéndice 16.5 proporciona una lista del equipo de soporte auxiliar que se prevé estará en funcionamiento durante la prueba.

Se entenderá como servicios auxiliares, todo aquel consumo de energía y potencia asociado al funcionamiento propio de la unidad generadora.

No se considerarán como servicios auxiliares, los siguientes:

a) Plantas auxiliares de agua, tales como: agua desalada, desmineralizada, potable, servidas.
b) Sistema de manejo y transporte de carbón, desde muelle hasta silos.
c) Edificios administrativos.

Los servicios auxiliares que son compartidos por 2 o más unidades deberán ser considerados a prorrata de la energía generada en ambas unidades durante el período de medición.

La potencia auxiliar se medirá por medio de los medidores de potencia auxiliar de la estación y se ajustará para el consumo de energía de los equipos no esenciales que puedan estar funcionando en el momento de la prueba. La potencia auxiliar ajustada se calculará en cada uno

de los MCC de la unidad midiendo los volts de carga y los amperes, y un factor de potencia "potencia ponderada promedio" en función de los datos de la placa del motor.

$$kW_{(aux)} = \sum_{MCCs} V * A * FP * \sqrt{3} - \sum_{Eq\ no\ en\ Ap.6} V_m * A_m * FP_m * \sqrt{3}$$

donde:

$kW_{(aux)}$	=	Potencia auxiliar requerida por el turbo generador a gas
V	=	Voltaje auxiliar medido
A	=	Amperaje auxiliar medido
FP	=	Factor de potencia (potencia media ponderada de todos los motores en servicio conectados al CCM en cuestión)
V_m	=	Voltaje del CCM correspondiente al motor
A_m	=	Amperaje correspondiente al motor
FP_m	=	Factor de potencia de placa correspondiente al motor

14. INCERTIDUMBRE DE LA MEDICIÓN

Para las pruebas de rendimiento no es posible definir un único valor de incertidumbre. La incertidumbre de la prueba es una función del número de componentes incluidos en la turbina de gas, la sensibilidad de la turbina al ambiente y otras correcciones que deben aplicarse para determinar su rendimiento en las Condiciones de referencia especificadas, el tipo de combustible utilizado. y la capacidad de medir la potencia de salida del equipo accionado. El Código define límites de incertidumbre para cada uno de los parámetros medidos; la combinación de los límites aplicables determinará el Límite de Código para la configuración y prueba en particular.

Se realizará un análisis de incertidumbre previa a la prueba para que la prueba pueda diseñarse para cumplir con los requisitos del Código. Se calculará una incertidumbre máxima utilizando el Límite de Código para cada medición (de la Tabla 4-1.2.1-1 ASME PTC-22) junto con los coeficientes de sensibilidad apropiados para la turbina que se está probando. Esto establecerá la incertidumbre de Límite de Código de la prueba. El análisis de la incertidumbre se presenta en el Apéndice 15.4.

REFERENCIA: ASME PTC 22 – TABLA 4-1.2.1-1 Máximas Incertidumbres de Medición Permitidas

Parámetro o Variable	Incertidumbre
Potencia AC	0,25%
Potencia Auxiliar	5%
Potencia DC	0,5%
Torque	1,5%
Velocidad	0,1%
Tiempo	0,05%

Parámetro o Variable	Incertidumbre
Temperatura Aire de Entrada	0,6°C
Presión Barométrica	0,075%
Humedad: Bulbo Húmedo o Humedad Relativa	2 °C o 2%
Flujo Inyección de Agua	2%
Temperatura Inyección	3°C
Entrada de Calor del Combustible Líquido	2°C
Temperatura del Combustible Líquido (para cálculo del calor sensible)	2°C
Caída de Presión Total en la Entrada	10%
Caída de Presión Estática en el Escape	10%
Temperatura de Escape	6°C

15. SUSPENSIÓN DE LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

En caso de que se produzca una falla de la unidad o componente respectiva, o de existir perturbaciones en el Sistema Interconectado que lo lleven al Estado de Emergencia, el Coordinador suspenderá la prueba.

Asimismo, el Coordinador podrá suspender la prueba en la operación en tiempo real en caso de que lo considere necesario dadas las condiciones del sistema.

Una vez superada la condición antes indicada, el Coordinador podrá autorizar la realización de la prueba si las condiciones del SI lo permiten. En caso contrario, el Coordinador programará la realización de la prueba para una nueva fecha.

16. APÉNDICES

16.1. APÉNDICE CERTIFICADOS DE CONTRASTACIÓN DE INSTRUMENTOS

CB201809000004

CERTIFICADO DE EXACTITUD DEL MEDIDOR

FECHA SERVICIO	06/09/2018

IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Nombre	COLBÚN
Sub Estación	CANDELARIA

PATRÓN DE REFERENCIA

Consola	MTE PTS 3.3C	N°Serie	35111
Clase de Exactitud	+/- 0,05		

IDENTIFICACIÓN DEL MEDIDOR

Marca	SCHNEIDER ELECTRIC
Tipo	ION 7650
Número de Serie	PJ-0911A501-02
Ubicación	GENERADOR 1
Clase de Exactitud	0,2
Estado	ACTIVO

CONDICIONES DE LA MEDIDA

Tipo de Medida	ESTRELLA	Constante Medidor	1,8 [Wh/Imp]
Tensión Aplicada	3 x 66.4 (115)[V] 50 [Hz]	Temperatura	AMBIENTE
Corriente Nominal	3 X 5 (10) [A]	N°de Elementos	3E - 4H
		Conexión	DIRECTA

RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN

Componente Activa

Nº	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,045	+/- 0,2
2	123	100	0,5	-0,038	+/- 0,3
3	123	10	1,0	-0,086	+/- 0,2
4	1	100	1,0	-0,073	+/- 0,3
5	2	100	1,0	-0,026	+/- 0,3
6	3	100	1,0	-0,083	+/- 0,3
7	1	100	0,5	-0,076	+/- 0,4
8	2	100	0,5	-0,004	+/- 0,4
9	3	100	0,5	-0,031	+/- 0,4

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-22 Clase 0,2

Componente Reactiva

Nº	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,076	+/- 2,0
2	123	100	0,5	-0,091	+/- 2,0
3	123	10	1,0	-0,097	+/- 2,0
4	1	100	1,0	-0,056	+/- 3,0
5	2	100	1,0	-0,051	+/- 3,0
6	3	100	1,0	-0,098	+/- 3,0
7	1	100	0,5	-0,069	+/- 3,0
8	2	100	0,5	-0,115	+/- 3,0
9	3	100	0,5	-0,105	+/- 3,0

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-23 Clase 2

Energía en Display	Tipo de Display	ELECTRONICO

CONCLUSIONES

El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-22 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Activa. El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-23 referente a los límites de error para su clase de exactitu en la componente Reactiva.

Los resultados consignados se refieren exclusivamente a la muestra ensayada y CAM Chile S.A. declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hiciere del presente Certificado.

CB201809000004

FECHA SERVICIO	06/09/2018

IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Nombre	COLBÚN
Sub Estación	CANDELARIA

PATRÓN DE REFERENCIA

Consola	MTE PTS 3.3C	N°Serie	35111
Clase de Exactitud	+/- 0,05		

IDENTIFICACIÓN DEL MEDIDOR

Marca	SCHNEIDER ELECTRIC
Tipo	ION 7650
Número de Serie	PJ-0911A501-02
Ubicación	GENERADOR 1
Clase de Exactitud	0,2
Estado	ACTIVO

CONDICIONES DE LA MEDIDA

Tipo de Medida	ESTRELLA	Constante Medidor	1,8 [Wh/Imp]
Tensión Aplicada	3 x 66.4 (115)[V] 50 [Hz]	Temperatura	AMBIENTE
Corriente Nominal	3 X 5 (10) [A]	N°de Elementos	3E - 4H
		Conexión	REVERSA

RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN

Componente Activa

Nº	Fase	Cte.[%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,007	+/- 0,2
2	123	100	0,5	-0,038	+/- 0,3
3	123	10	1,0	-0,065	+/- 0,2
4	1	100	1,0	-0,075	+/- 0,3
5	2	100	1,0	-0,023	+/- 0,3
6	3	100	1,0	-0,083	+/- 0,3
7	1	100	0,5	-0,076	+/- 0,4
8	2	100	0,5	0	+/- 0,4
9	3	100	0,5	-0,04	+/- 0,4

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-22 Clase 0,2

Componente Reactiva

Nº	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,075	+/- 2,0
2	123	100	0,5	-0,091	+/- 2,0
3	123	10	1,0	-0,097	+/- 2,0
4	1	100	1,0	-0,058	+/- 3,0
5	2	100	1,0	-0,056	+/- 3,0
6	3	100	1,0	-0,101	+/- 3,0
7	1	100	0,5	-0,071	+/- 3,0
8	2	100	0,5	-0,116	+/- 3,0
9	3	100	0,5	-0,105	+/- 3,0

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-23 Clase 2

CONCLUSIONES

El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-22 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Activa. El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-23 referente a los límites de error para su clase de exactitu en la componente Reactiva.

Certificado emitido por CAM Chile S.A.
Equipos Certificados y Verificados con Patrones bajo laboratorio

Felipe Alejandro Sandoval Ramírez
Especialista en Medidas
Unidad SS/EE y Monitoreos

Los resultados consignados se refieren exclusivamente a la muestra ensayada y CAM Chile S.A. declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hiciere del presente Certificado.

FIELD CALIBRATION VERIFICATION CERTIFICATE

La Candelaria, GT:1 - SN:890906
Fuel Gas Static Pressure Transmitter A

Calibration Information

Type:	Static Pressure	
Date:	3/25/2015	
Control System Tag:	N/A	
Calibration LRV:	0.0	psig
Calibration URV:	800.0	psig
Calibration Tolerance (%):	0.10%	span
Calibration Tolerance:	0.80	psig
Test Accuracy Ratio:	N/A	
Guardband Factor:	N/A	
Guardbanded Tolerance:	N/A	psig
Guardbanded Tolerance (%):	N/A	span

Transmitter Information

Manufacturer:	Rosemount	
Model:	3095	
Serial No:	N/A	
Transmitter LRV:		psig
Transmitter URV:		psig
Transmitter Tolerance (%):		span

Calibrator Information

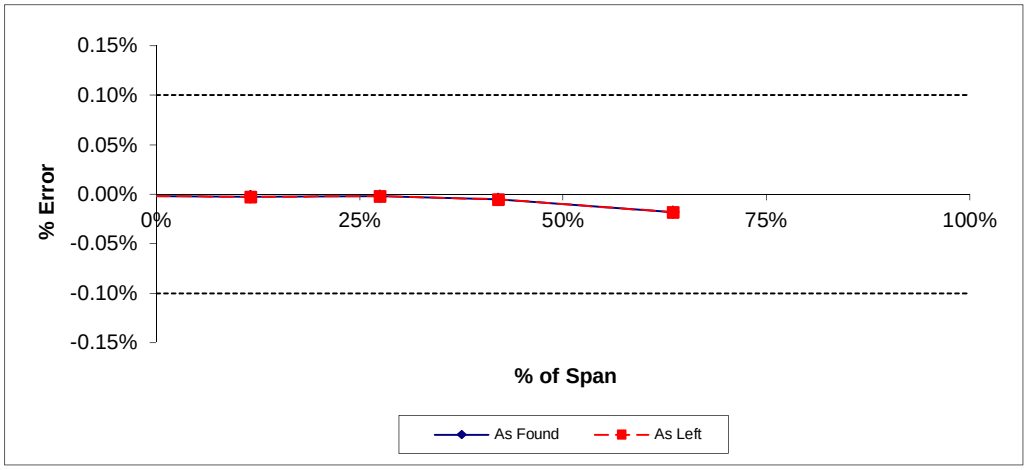
Manufacturer:	BETA	
Model:	MODULE 1000 PSIG	
Serial No:	41182293	
Transmitter LRV:	0.0	psig
Transmitter URV:	1000.0	psig
Transmitter Tolerance (%):	0.050%	span

As-Found Calibration Results (PASS)

Span	Input Signal	Control System	Difference	Error
%	psig	psig	psig	%
0%	0.00	-0.02	-0.02	0.00%
12%	92.37	92.35	-0.02	0.00%
27%	219.95	219.93	-0.01	0.00%
42%	336.29	336.25	-0.04	-0.01%
63%	507.95	507.80	-0.15	-0.02%
			max error	**0.02%**

As-Left Calibration Results (PASS)

Span	Input Signal	Control System	Difference	Error
%	psig	psig	psig	%
0%	0.00	-0.02	-0.02	0.00%
12%	92.37	92.35	-0.02	0.00%
27%	219.95	219.93	-0.01	0.00%
42%	336.29	336.25	-0.04	-0.01%
63%	507.95	507.80	-0.15	-0.02%
			max error	**0.02%**



Comments:

Calibration pump started to leak during calibration check process.
No other available pump was on-site to achieve the needed pressure.
Calibration values were recorded.

☑ As-left plumbing of the transmitter has been verified and is correct

Calibrated by: Danny Brenner

Approved by: Jorge Navarro

GE Rep _____

Customer Rep _____

FIELD CALIBRATION VERIFICATION CERTIFICATE

La Candelaria, GT:1 - SN:890906
Fuel Gas High Differential Pressure Transmitter A

Calibration Information

Type:	Differential Pressure	
Date:	3/25/2015	
Control System Tag:	N/A	
Calibration LRV:	0.0	*inH2O*
Calibration URV:	150.0	*inH2O*
Calibration Tolerance (%):	0.20%	*span*
Calibration Tolerance:	0.30	*inH2O*
Test Accuracy Ratio:	N/A	
Guardband Factor:	N/A	
Guardbanded Tolerance:	N/A	*inH2O*
Guardbanded Tolerance (%):	N/A	*span*

Transmitter Information

Manufacturer:	Rosemount	
Model:	3095	
Serial No:	N/A	
Transmitter LRV:		*inH2O*
Transmitter URV:		*inH2O*
Transmitter Tolerance (%):		*span*

Calibrator Information

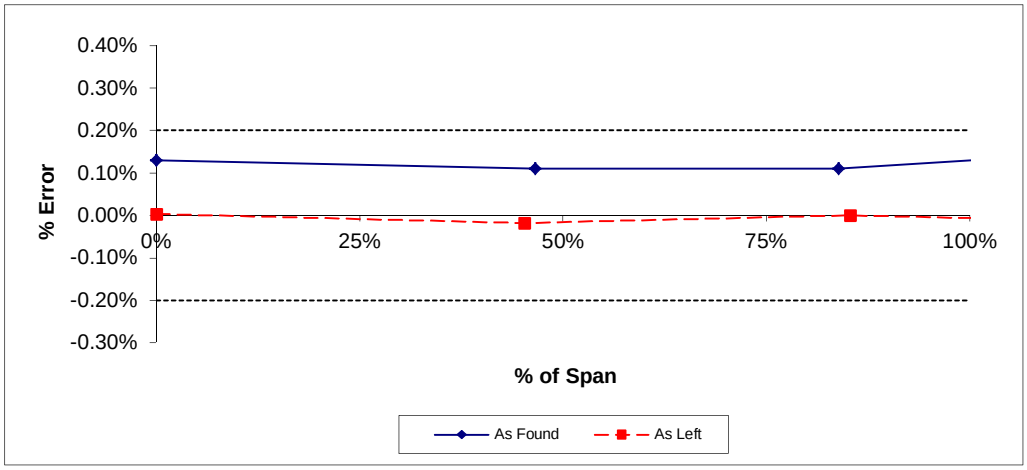
Manufacturer:	BETA	
Model:	MODULE 200 IN	
Serial No:	3742921	
Transmitter LRV:	0.0	*inH2O*
Transmitter URV:	200.0	*inH2O*
Transmitter Tolerance (%):	0.035%	*span*

As-Found Calibration Results (FAIL)

Span	Input Signal	Control System	Difference	Error
%	*inH2O*	*inH2O*	*inH2O*	%
0%	0.00	0.19	0.19	0.13%
47%	69.87	70.04	0.17	0.11%
84%	125.80	125.97	0.17	0.11%
130%	195.54	195.78	0.25	0.17%
166%	249.45	249.89	0.44	0.30%
			max error	**0.30%**

As-Left Calibration Results (PASS)

Span	Input Signal	Control System	Difference	Error
%	*inH2O*	*inH2O*	*inH2O*	%
0%	0.00	0.01	0.01	0.00%
45%	67.87	67.85	-0.03	-0.02%
85%	127.94	127.94	0.00	0.00%
127%	190.71	190.69	-0.03	-0.02%
165%	247.90	247.90	0.00	0.00%
			max error	**0.02%**



Comments:

☑ As-left plumbing of the transmitter has been verified and is correct

Calibrated by: Danny Brenner

Approved by: Jorge Navarro

GE Rep _____

Customer Rep _____

FIELD CALIBRATION VERIFICATION CERTIFICATE

La Candelaria, GT:1 - SN:890906
Orifice Inspection - Fuel Gas #1

Date of Inspection	25-Mar-15
Time of Inspection	12:00

Piping Information

Orifice Serial Number	137A3565
Nominal Pipe Outside Diameter (in) (stamped)	8.0000
Schedule Pipe (stamped)	SCH40
Orifice Inside Diameter (in) (stamped)	4.9142
Pipe Material	Stainless Steel
Pipe Material Coefficient of Thermal Exp. (/deg F)	9.20E-06
Manufacturers Reference Temperature (deg F)	68

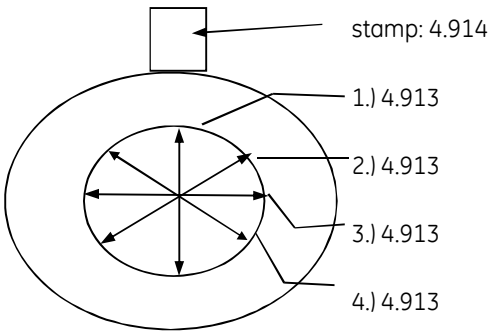
Orifice Inspection

		Within Tolerance?
Orifice Temperature at time of measurement (deg F)	74.0	
Orifice Inside Diameter Measurement 1 (in)	4.913	YES
Orifice Inside Diameter Measurement 2 (in)	4.913	YES
Orifice Inside Diameter Measurement 3 (in)	4.913	YES
Orifice Inside Diameter Measurement 4 (in)	4.913	YES

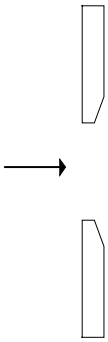
Orifice Chamfered?	yes
Orifice Direction Correct?	yes
Mean Diameter (in) at Measured Temp	4.9134
Max Allowable AGA Deviation (in) from Mean	0.0025
Mean Diameter (in) at Manufacturers Temp	4.9131
Difference between stamped value (in)	-0.0011

*** Orifice meets AGA tolerance**

Orifice, Front View



Orifice, Chamfered Cross-Section



GE Rep _____

Customer Rep _____

OIL TEST INTERNACIONAL

Ref: **OTIGT10-1149**

FECHA DE CALIBRACION: 28-Oct-2016 **FECHA DE EMISION:** 30-Oct-2016

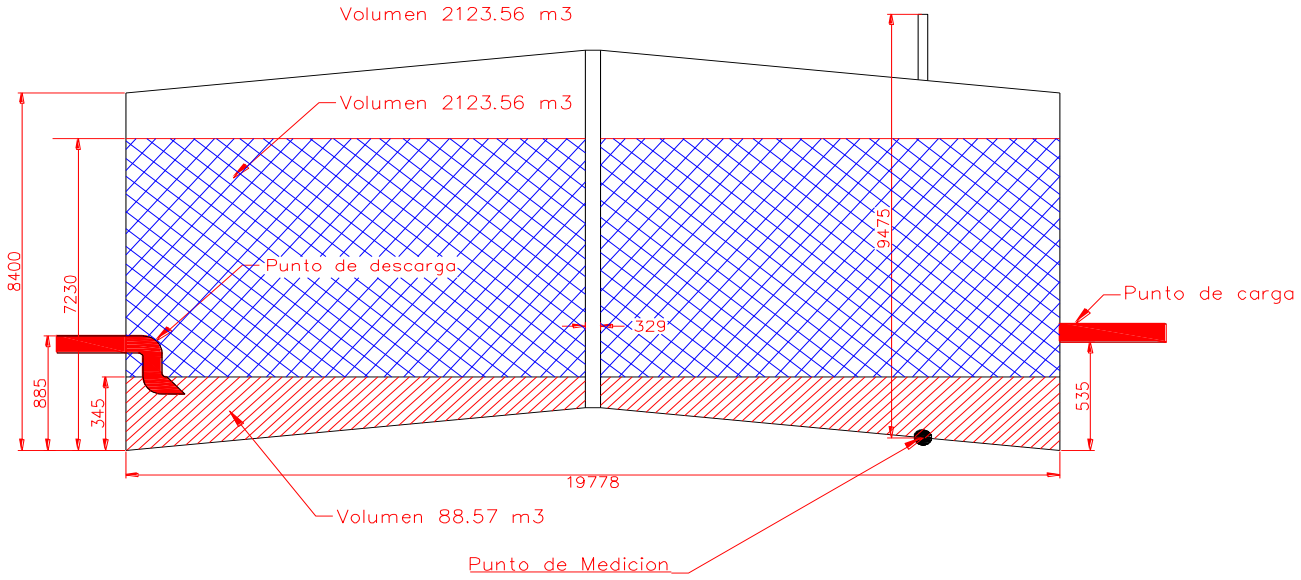
Tanque # : ***30-T-101***

PROPIETARIA: ***Central Termoelectrica Candelaria, Colbún, S. A.***

TIPO DE TANQUE: ***Vertical***

PRODUCTO: **Diesel Oil** **Tabla para Sonda** **Altura de Ref.** **Altura de Ref.** **9,475**

ESQUEMA DE MEDICIÓN



EDUARDO BERRÍOS SOBARZO
OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE SA

Determinación de Error Promedio de Totalizadores Volumetricos de Diésel, Sappel de unidades TG1 y TG2

mayo-2016	Totalizador Sappel TG1	Gasto TG1 Aforo Estanque	Error
26	**307**	**310,0**	**1,1%**
31	**313**	**308,0**	**-1,5%**
junio-2016	**Sappel TG1**	**Estanque TG1**	**Error**
21	381	383,4	0,7%
julio-2016	**Sappel TG1**	**Estanque TG1**	**Error**
04	627	633,7	1,1%
05	742	767,1	3,5%
06	702	687,6	-2,0%
07	715	718,8	0,5%
08	661	654,0	-1,0%
09	572	572,0	0,0%
11	593	586,8	-1,0%
13	626	635,4	1,6%
14	687	682,0	-0,8%
marzo-2017	**Sappel TG1**	**Estanque TG1**	**Error**
07	534	533,9	0,1%
08	274	275,2	0,4%
09	275	285,7	4,0%
17	**149**	**148,0**	**-0,9%**
21	146	145,3	-0,5%
22	375	373,1	-0,5%
23	443	441,6	-0,3%
24	257	254,1	-1,2%
junio-2017	**Sappel TG1**	**Estanque TG1**	**Error**
03	310	316,0	2,0%
04	672	666,0	-0,8%
05	817	826,0	1,2%
06	816	822,0	0,7%
09	804	819,9	2,0%
12	574	596,0	3,9%
13	541	521,8	-3,6%
14			
15	492	494,3	0,6%
16	314	314,6	0,2%
19			
20	438	439,6	0,3%

Numero de muestras	**30**
Error Promedio	**0,32%**

mayo-2016	Totalizador Sappel TG2	Gasto TG2 Aforo Estanque	Error
26			
31			1,0%
junio-2016	**Sappel TG2**	**Estanque TG2**	**Error**
07	**301**	**297,0**	**-1,4%**
08	**306**	**301,0**	**-1,6%**
21	412	414,6	0,7%
julio-2016	**Sappel TG2**	**Estanque TG2**	**Error**
04	633	640,0	1,1%
05	690	713,9	3,5%
06	702	687,4	-2,0%
07	707	710,2	0,5%
08	636	629,8	-1,0%
09	568	568,2	0,0%
11	589	583,2	-1,0%
13	618	627,2	1,6%
14	599	594,3	-0,8%
marzo-2017	**Sappel TG2**	**Estanque TG2**	**Error**
07	506	506,1	0,1%
08	267	268,4	0,4%
09	302	314,3	4,0%
17			
21	164	162,7	-0,5%
22	366	363,9	-0,5%
23	432	430,4	-0,3%
24	205	202,9	-1,2%
junio-2017	**Sappel TG2**	**Estanque TG2**	**Error**
03	633	645,0	1,9%
04	631	627,0	-0,7%
05	815	824,0	1,1%
06	817	822,0	0,6%
09	812	828,0	2,0%
12	578	600,1	3,9%
13	588	567,4	-3,6%
14	**364**	**367,0**	**0,9%**
15	523	525,7	0,6%
16	326	326,4	0,2%
19	**501**	**506,0**	**1,0%**
20	461	462,4	0,3%

Numero de muestras	**31**
Error Promedio	**0,33%**

Comentarios

Las muestras corresponden a dias en que se operó con diesel
Se obtuvieron de informes diarios de operación
Dias 26 y 31 de mayo 2016 solo en operación TG1
Dias 07 y 08 de junio 2016 solo en operación TG2
Día 17 de marzo 2017 solo en operación TG1
Dias 14 y 19 de junio-2017 solo en operación TG2

Santiago, 21 de Noviembre 2016

METODOLOGÍA APLICADA

La metodología aplicada para la calibración, correspondió a la descrita en el Método API / 2550, MPMS 2.2A / 2.2B. de acuerdo a este se realizaron mediciones con estación total marca Sokkia Set 5, con rebote directamente en el contorno interior del estanque, estos puntos fueron llevados directamente al Autocad Civil 3D para modelar la superficie del contorno y del piso, generando una superficie de piso a partir del punto de referencia donde toca la cinta de medición. Al ser un piso cónico ascendente, el volumen va aumentando a medida que sube en altura hasta llegar al punto más alto del piso desde donde aumenta de manera homogénea hacia la parte superior del estanque.

Las mediciones del contorno fueron realizadas por anillos y en la junta de las placas, para verificar el diámetro interior del estanque. A partir de todas las mediciones obtenidas, se generó la tabla de calibración.

Saluda atentamente a usted,

Eduardo Berríos S.
Gerente Sector Hidrocarburos
Oil Test Internacional de Chile SA

Laser LaluzRent

ISO9001:2008
www.laserlaluzrenta.cl

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

CTF-N°0171

Cliente: Patricio Alejandro Lorca Vera
Rut: 15.532.794-4
Telefono: 9-89694947
Dirección: pasaje patria vieja 43 , el monte
Fecha de calibración: 25 de octubre de 2016

IDENTIFICACIÓN DEL EQUIPO

Instrumento: **ESTACIÓn TOTAL MARCA SOKKIA**
Modelo: **SET550RX**
Serie: **117741**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

AUMENTO: 30X
PRECISIÓN : 5¨
CAMPO VISUAL: 1 ° 30 ´
MEDICION 01 PRISMA : 4.000 mts
MEDICIÓN MODO LÁSER: 400 mts
PRECISIÓN: +- (3 mm +2 ppm X D) mm

CODICIONES Y FECHAS

Procedimiento I/GE – 07
Según Norma ISO 17.123-4
Fecha 25 de octubre de 2016
Certificado patron Dictuc N°1232551 (comparaciones Reglas graduadas)
Certificado según norma NCH 2451. OF 1999
Temperatura 25 °C
Humedad 36 % Humedad retaliva

Laboratorio de Calibración Servicio técnico Láser La Luz Instrumentos Topográficos

La Luz Servicio Técnico
Técnico Metrología
Fono: 7120 8996 - 5493 7580
Rut: 12.705.970-3

Murcia 4425 – san Miguel .fono:(56-2) 5535156 / (+56-9) 71208996. Santiago-chile
www.laserlaluzrenta.cl - email: serviciotecnicolaserl.aluz@gmail.com

25 de octubre de 2016
CTF-N°0171

Condiciones de calibración

Instrumento Patrón: colimador universal
Marca/Modelo: fukuda , Estructura metálica/DP 550-2 N°803
Rango (precisión:+/- 5cc (segundos centesimales)
Rango de operación: enfoque mínimo 2 m, 10 m e infinito
Error máximo permitido: +/- 5cc (segundos centesimales)

METODO DE AJUSTE

El equipo se ajusto usando el método indicado en la norma 17123-4 por lo cual se utilizaron dos miras situadas a 45,344m. entre si , con bases a 36,821m y 22,553m. respecto de una de las miras Los ajustes a las lecturas en distancias son realizadas mediantes el método de la constante aditiva.

METODO DE CALIBRACIÓN

Los ajustes de compensador , retículo, alineación y ajuste mecánico .son efectuados con la ayuda de un colimador de cuña óptica el cual contiene 2 retículos simulando distancias de 2 m e infinito
.

TRAZABILIDAD

Controlado con estación total marca trimble modelo M3 serie: 131921
Nivel circular: menor a 60´
Plano horizontal: menor a 5´
Enfoque mínimo y máximo : 2 mts. Al infinito
Error de compensador: menor a 20¨

La Luz Servicio Técnico
Técnico Metrología
Fono: 7120 8996 - 5493 7560
Rut: 12.705.970-5

Luis Laluz Martínez
Supervisor servicio técnico

Laboratorio de Calibración
Servicio técnico Laser La Luz
Instrumentos Topográficos

Análisis Lectura Angular

Laser LaluzRent
E-mail: serviciotecnicolaser.laluz@gmail.com
www.laserlaluzrenta.cl
EQUIPO: Est total set 05 SOKX serie: 117741
FECHA CALIBRACIÓN: 25 octubre - 2016
PRÓXIMA CALIBRACIÓN: 25 Abril - 2017
CERTIFICADO Nº: 0171
CALIBRE: Laser LaluzRenta - cl.
FONOS RECALIBRACIÓN 225535156 • Cel.: +569 71208996

Lecturas angulares:

Enfoque infinito	Inferior	Frontal	Superior	Enfoque infinito	frontal	Opuesto
Angulo Vertical ref.	**130,0643**	**100,0006**	**65,5345**	Angulo hz ref.	**0,0000**	**200,0014**
Lectura directa	130,0642	99,9990	65,5346	Lectura directa	0,0000	200,0014
LecturaTransito	269,9372	300,0004	334,4666	LecturaTransito	199,9994	0,0014
Lectura Promedio	130,0635	99,9993	65,5340	Lectura Promedio	-0,0003	200,0014
Cierre Angular (cc)	-0,0007	0,0003	-0,0006	Cierre Angular (cc)	-0,0003	0,0000
Error Angular (cc)	0,0005	n/a	-0,0008		n/a	n/a
Error Vertical Prom.		0,0007		Error Hz Prom.	0,0003	

Calibración aceptable si:

Error vertical promedio precisión angular

Error horizontal promedio precisión angular

La Luz Servicio Técnico
Técnico Metrología
Fono: 7120 8996 - 5493
Rut: 12.705.970-

Laboratorio de Calibración Servicio técnico Laser La Luz Instrumentos Topográficos

OIL TEST INTERNACIONAL

Ref: **OTIGT10-1149**

FECHA DE CALIBRACION: 28-Oct-2016 **FECHA DE EMISION:** 30-Oct-2016 **Tanque # :** *30-T-101*

PROPIETARIA: *Central Termoelectrica Candelaria, Colbún, S. A.*

TIPO DE TANQUE: *Vertical*

PRODUCTO: Diesel Oil Tabla para Sonda Altura de Ref. Altura de Ref. **9,475**

cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos	cm	Met. Cubicos
0	1,840	60	175,801	120	360,084	180	544,367	240	728,650	300	912,933	360	1.097,216	420	1.281,499
1	4,266	61	178,872	121	363,155	181	547,438	241	731,721	301	916,004	361	1.100,287	421	1.284,570
2	6,693	62	181,944	122	366,227	182	550,510	242	734,793	302	919,076	362	1.103,359	422	1.287,642
3	9,119	63	185,015	123	369,298	183	553,581	243	737,864	303	922,147	363	1.106,430	423	1.290,713
4	11,545	64	188,086	124	372,369	184	556,652	244	740,936	304	925,219	364	1.109,502	424	1.293,785
5	13,971	65	191,158	125	375,441	185	559,724	245	744,007	305	928,290	365	1.112,573	425	1.296,856
6	16,938	66	194,229	126	378,512	186	562,795	246	747,078	306	931,361	366	1.115,644	426	1.299,927
7	18,824	67	197,301	127	381,584	187	565,867	247	750,150	307	934,433	367	1.118,716	427	1.302,999
8	21,250	68	200,372	128	384,655	188	568,938	248	753,221	308	937,504	368	1.121,787	428	1.306,070
9	23,676	69	203,443	129	387,726	189	572,009	249	756,292	309	940,575	369	1.124,859	429	1.309,142
10	26,103	70	206,515	130	390,798	190	575,081	250	759,364	310	943,647	370	1.127,930	430	1.312,213
11	28,529	71	209,586	131	393,869	191	578,152	251	762,435	311	946,718	371	1.131,001	431	1.315,284
12	30,955	72	212,657	132	396,941	192	581,224	252	765,507	312	949,790	372	1.134,073	432	1.318,356
13	33,381	73	215,729	133	400,012	193	584,295	253	768,578	313	952,861	373	1.137,144	433	1.321,427
14	35,808	74	218,800	134	403,083	194	587,366	254	771,649	314	955,932	374	1.140,215	434	1.324,498
15	38,234	75	221,872	135	406,155	195	590,438	255	774,721	315	959,004	375	1.143,287	435	1.327,570
16	40,660	76	224,943	136	409,226	196	593,509	256	777,792	316	962,075	376	1.146,358	436	1.330,641
17	43,731	77	228,014	137	412,297	197	596,580	257	780,864	317	965,147	377	1.149,430	437	1.333,713
18	46,803	78	231,086	138	415,369	198	599,652	258	783,935	318	968,218	378	1.152,501	438	1.336,784
19	49,874	79	234,157	139	418,440	199	602,723	259	787,006	319	971,289	379	1.155,572	439	1.339,855
20	52,946	80	237,229	140	421,512	200	605,795	260	790,078	320	974,361	380	1.158,644	440	1.342,927
21	56,017	81	240,300	141	424,583	201	608,866	261	793,149	321	977,432	381	1.161,715	441	1.345,998
22	59,088	82	243,371	142	427,654	202	611,937	262	796,220	322	980,503	382	1.164,787	442	1.349,070
23	62,160	83	246,443	143	430,726	203	615,009	263	799,292	323	983,575	383	1.167,858	443	1.352,141
24	65,231	84	249,514	144	433,797	204	618,080	264	802,363	324	986,646	384	1.170,929	444	1.355,212
25	68,302	85	252,585	145	436,869	205	621,152	265	805,435	325	989,718	385	1.174,001	445	1.358,284
26	71,374	86	255,657	146	439,940	206	624,223	266	808,506	326	992,789	386	1.177,072	446	1.361,355
27	74,445	87	258,728	147	443,011	207	627,294	267	811,577	327	995,860	387	1.180,143	447	1.364,426
28	77,517	88	261,800	148	446,083	208	630,366	268	814,649	328	998,932	388	1.183,215	448	1.367,498
29	80,588	89	264,871	149	449,154	209	633,437	269	817,720	329	1.002,003	389	1.186,286	449	1.370,569
30	83,659	90	267,942	150	452,225	210	636,508	270	820,792	330	1.005,075	390	1.189,358	450	1.373,641
31	86,731	91	271,014	151	455,297	211	639,580	271	823,863	331	1.008,146	391	1.192,429	451	1.376,712
32	89,802	92	274,085	152	458,368	212	642,651	272	826,934	332	1.011,217	392	1.195,500	452	1.379,783
33	92,874	93	277,157	153	461,440	213	645,723	273	830,006	333	1.014,289	393	1.198,572	453	1.382,855
34	95,945	94	280,228	154	464,511	214	648,794	274	833,077	334	1.017,360	394	1.201,643	454	1.385,926
35	99,016	95	283,299	155	467,582	215	651,865	275	836,148	335	1.020,431	395	1.204,715	455	1.388,998
36	102,088	96	286,371	156	470,654	216	654,937	276	839,220	336	1.023,503	396	1.207,786	456	1.392,069
37	105,159	97	289,442	157	473,725	217	658,008	277	842,291	337	1.026,574	397	1.210,857	457	1.395,140
38	108,230	98	292,513	158	476,797	218	661,080	278	845,363	338	1.029,646	398	1.213,929	458	1.398,212
39	111,302	99	295,585	159	479,868	219	664,151	279	848,434	339	1.032,717	399	1.217,000	459	1.401,283
40	114,373	100	298,656	160	482,939	220	667,222	280	851,505	340	1.035,788	400	1.220,071	460	1.404,354
41	117,445	101	301,728	161	486,011	221	670,294	281	854,577	341	1.038,860	401	1.223,143	461	
42	120,516	102	304,799	162	489,082	222	673,365	282	857,648	342	1.041,931	402	1.226,214	462	
43	123,587	103	307,870	163	492,153	223	676,436	283	860,720	343	1.045,003	403	1.229,286	463	
44	126,659	104	310,942	164	495,225	224	679,508	284	863,791	344	1.048,074	404	1.232,357	464	
45	129,730	105	314,013	165	498,296	225	682,579	285	866,862	345	1.051,145	405	1.235,428	465	
46	132,802	106	317,085	166	501,368	226	685,651	286	869,934	346	1.054,217	406	1.238,500	466	
47	135,873	107	320,156	167	504,439	227	688,722	287	873,005	347	1.057,288	407	1.241,571	467	
48	138,944	108	323,227	168	507,510	228	691,793	288	876,076	348	1.060,359	408	1.244,642	468	
49	142,016	109	326,299	169	510,582	229	694,865	289	879,148	349	1.063,431	409	1.247,714	DECIMAS	
50	145,087	110	329,370	170	513,653	230	697,936	290	882,219	350	1.066,502	410	1.250,785	1	0,307
51	148,158	111	332,441	171	516,725	231	701,008	291	885,291	351	1.069,574	411	1.253,857	2	0,614
52	151,230	112	335,513	172	519,796	232	704,079	292	888,362	352	1.072,645	412	1.256,928	3	0,921
53	154,301	113	338,584	173	522,867	233	707,150	293	891,433	353	1.075,716	413	1.259,999	4	1,229
54	157,373	114	341,656	174	525,939	234	710,222	294	894,505	354	1.078,788	414	1.263,071	5	1,536
55	160,444	115	344,727	175	529,010	235	713,293	295	897,576	355	1.081,859	415	1.266,142	6	1,843
56	163,515	116	347,798	176	532,081	236	716,364	296	900,647	356	1.084,931	416	1.269,214	7	2,150
57	166,587	117	350,870	177	535,153	237	719,436	297	903,719	357	1.088,002	417	1.272,285	8	2,457
58	169,658	118	353,941	178	538,224	238	722,507	298	906,790	358	1.091,073	418	1.275,356	9	2,764
59	172,730	119	357,013	179	541,296	239	725,579	299	909,862	359	1.094,145	419	1.278,428	10	3,071

NOTA Tanque Medido y calculado de acuerdo al Método API / 2550, MPMS 2.2A / 2.2B Temperatura de operación del metal *65,0 º Farenheit*

NOTA Punto de medición localizado a **0,765** Metros de la pared del tanque

NOTA Diametro Nominal: **19,78** Largo Nominal: **8,40** Metros **NOTA** Tabla de decimas utilizable a partir de 0.16 m por fondo cónico ascendente

Eduardo Berríos Sobarzo
OIL TEST INTERNACIONAL

OIL TEST INTERNACIONAL

Ref: **OTIGT10-1149**

FECHA DE CALIBRACION: 28-Oct-2016 **FECHA DE EMISION:** 30-Oct-2016 **Tanque # :** *30-T-101*

PROPIETARIA: *Central Termoelectrica Candelaria, Colbún, S. A.*

TIPO DE TANQUE: *Vertical*

PRODUCTO: Diesel Oil Tabla para Sonda **Altura de Ref.** **Altura de Ref.** **9,475**

NOTA Ninguna corrección de ningún tipo puede realizarse a esta tabla.

Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos	Cent.	Met. Cubicos
460	1.404,354	**520**	1.588,637	**580**	1.772,921	**640**	1.957,204	**700**	2.141,487	**760**	2.325,770	**820**	2.510,053	**880**	
461	1.407,426	521	1.591,709	581	1.775,992	641	1.960,275	701	2.144,558	761	2.328,841	821	2.513,124	881	
462	1.410,497	522	1.594,780	582	1.779,063	642	1.963,346	702	2.147,629	762	2.331,912	822	2.516,195	882	
463	1.413,569	523	1.597,852	583	1.782,135	643	1.966,418	703	2.150,701	763	2.334,984	823	2.519,267	883	
464	1.416,640	524	1.600,923	584	1.785,206	644	1.969,489	704	2.153,772	764	2.338,055	824	2.522,338	884	
465	1.419,711	525	1.603,994	585	1.788,277	645	1.972,560	705	2.156,844	765	2.341,127	825	2.525,410	885	
466	1.422,783	526	1.607,066	586	1.791,349	646	1.975,632	706	2.159,915	766	2.344,198	826	2.528,481	886	
467	1.425,854	527	1.610,137	587	1.794,420	647	1.978,703	707	2.162,986	767	2.347,269	827	2.531,552	887	
468	1.428,926	528	1.613,209	588	1.797,492	648	1.981,775	708	2.166,058	768	2.350,341	828	2.534,624	888	
469	1.431,997	529	1.616,280	589	1.800,563	649	1.984,846	709	2.169,129	769	2.353,412	829	2.537,695	889	
470	1.435,068	**530**	1.619,351	**590**	1.803,634	**650**	1.987,917	**710**	2.172,200	**770**	2.356,483	**830**	2.540,767	**890**	
471	1.438,140	531	1.622,423	591	1.806,706	651	1.990,989	711	2.175,272	771	2.359,555	831	2.543,838	891	
472	1.441,211	532	1.625,494	592	1.809,777	652	1.994,060	712	2.178,343	772	2.362,626	832	2.546,909	892	
473	1.444,282	533	1.628,565	593	1.812,849	653	1.997,132	713	2.181,415	773	2.365,698	833	2.549,981	893	
474	1.447,354	534	1.631,637	594	1.815,920	654	2.000,203	714	2.184,486	774	2.368,769	834	2.553,052	894	
475	1.450,425	535	1.634,708	595	1.818,991	655	2.003,274	715	2.187,557	775	2.371,840	835	2.556,123	895	
476	1.453,497	536	1.637,780	596	1.822,063	656	2.006,346	716	2.190,629	776	2.374,912	836	2.559,195	896	
477	1.456,568	537	1.640,851	597	1.825,134	657	2.009,417	717	2.193,700	777	2.377,983	837	2.562,266	897	
478	1.459,639	538	1.643,922	598	1.828,205	658	2.012,488	718	2.196,772	778	2.381,055	838	2.565,338	898	
479	1.462,711	539	1.646,994	599	1.831,277	659	2.015,560	719	2.199,843	779	2.384,126	839	2.568,409	899	
480	1.465,782	**540**	1.650,065	**600**	1.834,348	**660**	2.018,631	**720**	2.202,914	**780**	2.387,197	**840**	2.571,480	**900**	
481	1.468,854	541	1.653,137	601	1.837,420	661	2.021,703	721	2.205,986	781	2.390,269	841		901	
482	1.471,925	542	1.656,208	602	1.840,491	662	2.024,774	722	2.209,057	782	2.393,340	842		902	
483	1.474,996	543	1.659,279	603	1.843,562	663	2.027,845	723	2.212,128	783	2.396,411	843		903	
484	1.478,068	544	1.662,351	604	1.846,634	664	2.030,917	724	2.215,200	784	2.399,483	844		904	
485	1.481,139	545	1.665,422	605	1.849,705	665	2.033,988	725	2.218,271	785	2.402,554	845		905	
486	1.484,210	546	1.668,493	606	1.852,777	666	2.037,060	726	2.221,343	786	2.405,626	846		906	
487	1.487,282	547	1.671,565	607	1.855,848	667	2.040,131	727	2.224,414	787	2.408,697	847		907	
488	1.490,353	548	1.674,636	608	1.858,919	668	2.043,202	728	2.227,485	788	2.411,768	848		908	
489	1.493,425	549	1.677,708	609	1.861,991	669	2.046,274	729	2.230,557	789	2.414,840	849		909	
490	1.496,496	**550**	1.680,779	**610**	1.865,062	**670**	2.049,345	**730**	2.233,628	**790**	2.417,911	**850**		**910**	
491	1.499,567	551	1.683,850	611	1.868,133	671	2.052,416	731	2.236,700	791	2.420,983	851		911	
492	1.502,639	552	1.686,922	612	1.871,205	672	2.055,488	732	2.239,771	792	2.424,054	852		912	
493	1.505,710	553	1.689,993	613	1.874,276	673	2.058,559	733	2.242,842	793	2.427,125	853		913	
494	1.508,782	554	1.693,065	614	1.877,348	674	2.061,631	734	2.245,914	794	2.430,197	854		914	
495	1.511,853	555	1.696,136	615	1.880,419	675	2.064,702	735	2.248,985	795	2.433,268	855		915	
496	1.514,924	556	1.699,207	616	1.883,490	676	2.067,773	736	2.252,056	796	2.436,339	856		916	
497	1.517,996	557	1.702,279	617	1.886,562	677	2.070,845	737	2.255,128	797	2.439,411	857		917	
498	1.521,067	558	1.705,350	618	1.889,633	678	2.073,916	738	2.258,199	798	2.442,482	858		918	
499	1.524,138	559	1.708,421	619	1.892,705	679	2.076,988	739	2.261,271	799	2.445,554	859		919	
500	1.527,210	**560**	1.711,493	**620**	1.895,776	**680**	2.080,059	**740**	2.264,342	**800**	2.448,625	**860**		**920**	
501	1.530,281	561	1.714,564	621	1.898,847	681	2.083,130	741	2.267,413	801	2.451,696	861		921	
502	1.533,353	562	1.717,636	622	1.901,919	682	2.086,202	742	2.270,485	802	2.454,768	862		922	
503	1.536,424	563	1.720,707	623	1.904,990	683	2.089,273	743	2.273,556	803	2.457,839	863		923	
504	1.539,495	564	1.723,778	624	1.908,061	684	2.092,344	744	2.276,627	804	2.460,911	864		924	
505	1.542,567	565	1.726,850	625	1.911,133	685	2.095,416	745	2.279,699	805	2.463,982	865		925	
506	1.545,638	566	1.729,921	626	1.914,204	686	2.098,487	746	2.282,770	806	2.467,053	866		926	
507	1.548,710	567	1.732,993	627	1.917,276	687	2.101,559	747	2.285,842	807	2.470,125	867		927	
508	1.551,781	568	1.736,064	628	1.920,347	688	2.104,630	748	2.288,913	808	2.473,196	868		928	
509	1.554,852	569	1.739,135	629	1.923,418	689	2.107,701	749	2.291,984	809	2.476,267	869		*DECIMAS*	
510	1.557,924	**570**	1.742,207	**630**	1.926,490	**690**	2.110,773	**750**	2.295,056	**810**	2.479,339	**870**		1	0,307
511	1.560,995	571	1.745,278	631	1.929,561	691	2.113,844	751	2.298,127	811	2.482,410	871		2	0,614
512	1.564,066	572	1.748,349	632	1.932,632	692	2.116,916	752	2.301,199	812	2.485,482	872		3	0,921
513	1.567,138	573	1.751,421	633	1.935,704	693	2.119,987	753	2.304,270	813	2.488,553	873		4	1,229
514	1.570,209	574	1.754,492	634	1.938,775	694	2.123,058	754	2.307,341	814	2.491,624	874		5	1,536
515	1.573,281	575	1.757,564	635	1.941,847	695	2.126,130	755	2.310,413	815	2.494,696	875		6	1,843
516	1.576,352	576	1.760,635	636	1.944,918	696	2.129,201	756	2.313,484	816	2.497,767	876		7	2,150
517	1.579,423	577	1.763,706	637	1.947,989	697	2.132,272	757	2.316,555	817	2.500,839	877		8	2,457
518	1.582,495	578	1.766,778	638	1.951,061	698	2.135,344	758	2.319,627	818	2.503,910	878		9	2,764
519	1.585,566	579	1.769,849	639	1.954,132	699	2.138,415	759	2.322,698	819	2.506,981	879		10	3,071

NOTA Tanque Medido y calculado de acuerdo al Método API / 2550, MPMS 2.2A / 2.2B Temperatura de operación del metal *65,0 º Fareheit*

NOTA Punto de medición localizado a 0,765 Metros de la pared del tanque

NOTA Diametro Nominal: 19,78 Largo Nominal: 8,40 Metros NOTA Tabla de decimas utilizable a partir de 0.16 m por fondo cónico ascendente

Eduardo Berríos Sobarzo
OIL TEST INTERNACIONAL

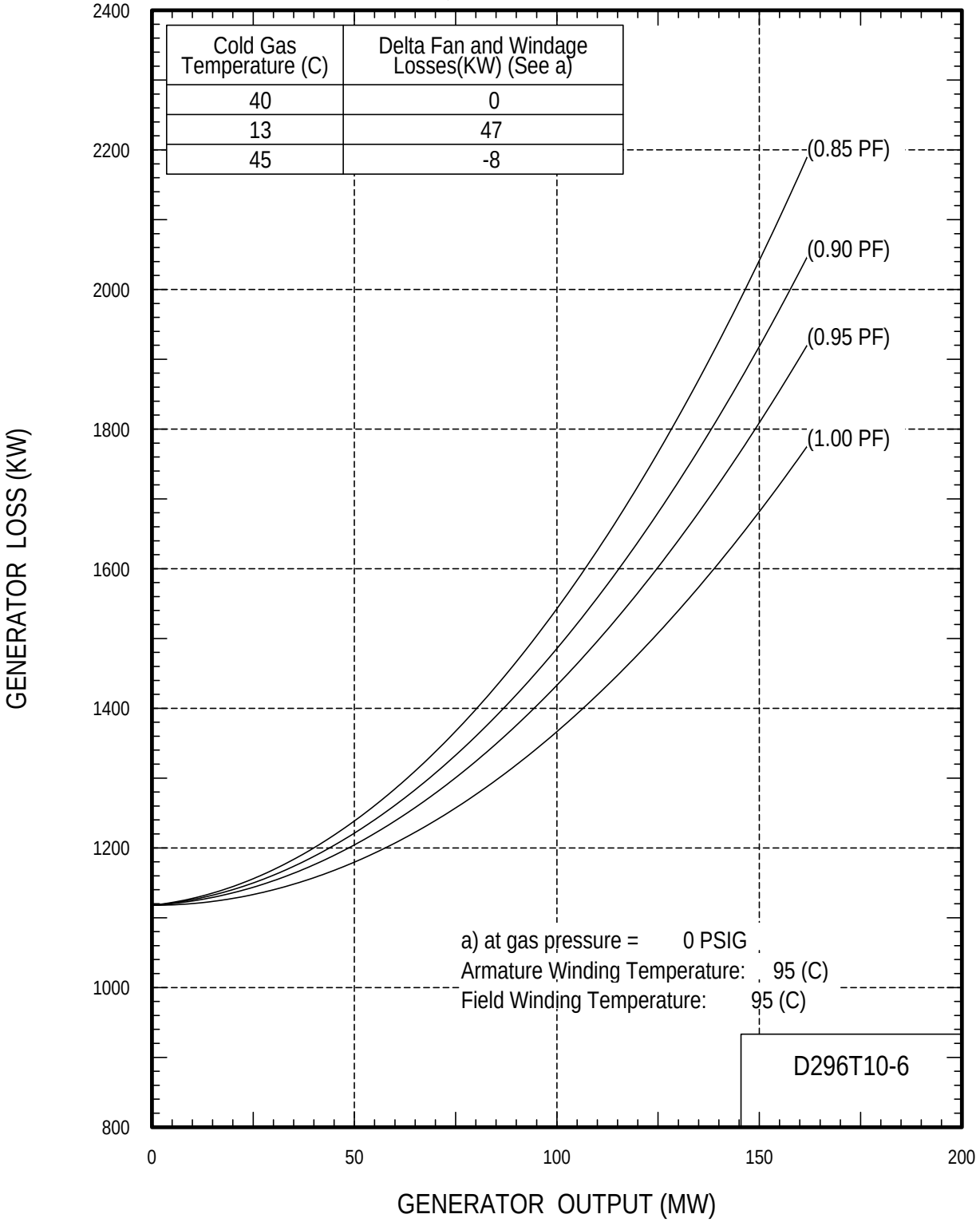
16.2. APÉNDICE
CURVAS DE CORRECCIÓN

GENERATOR LOSS CURVE

2 Pole 3000 RPM 160000 kVA 15000 Volts 0.850 PF

0.540 SCR 300 Volts Excitation

40 Deg. C Cold Gas 2067 Ft. Altitude



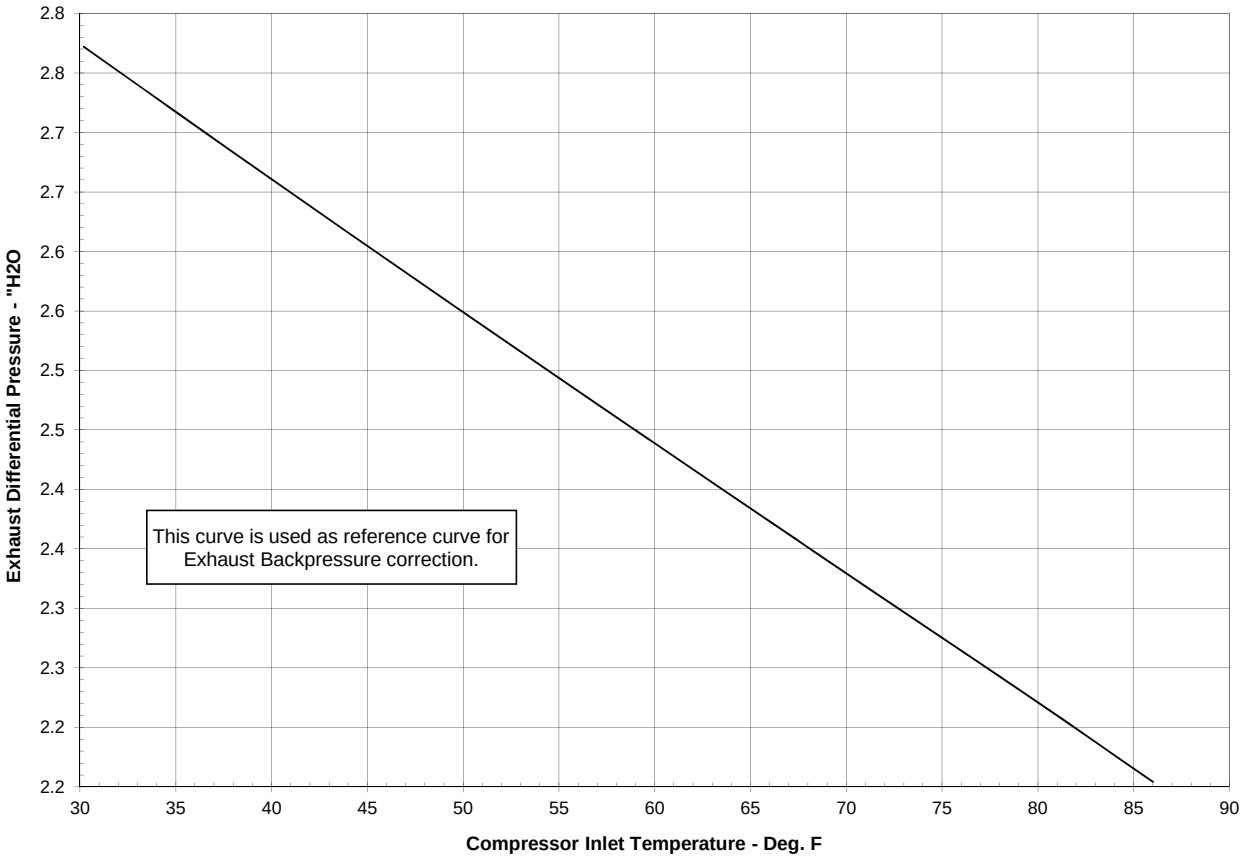
Cold Gas Temperature (C)	Delta Fan and Windage Losses(KW) (See a)
40	0
13	47
45	-8

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Compressor Inlet Temperature on Simple Cycle Exhaust Pressure

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	30.20	36.40	42.60	48.80	55.00	58.50	67.40	73.60	79.80	86.00
Exhaust DP	inH2O	2.77	2.70	2.63	2.56	2.49	2.46	2.36	2.29	2.22	2.15

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 2

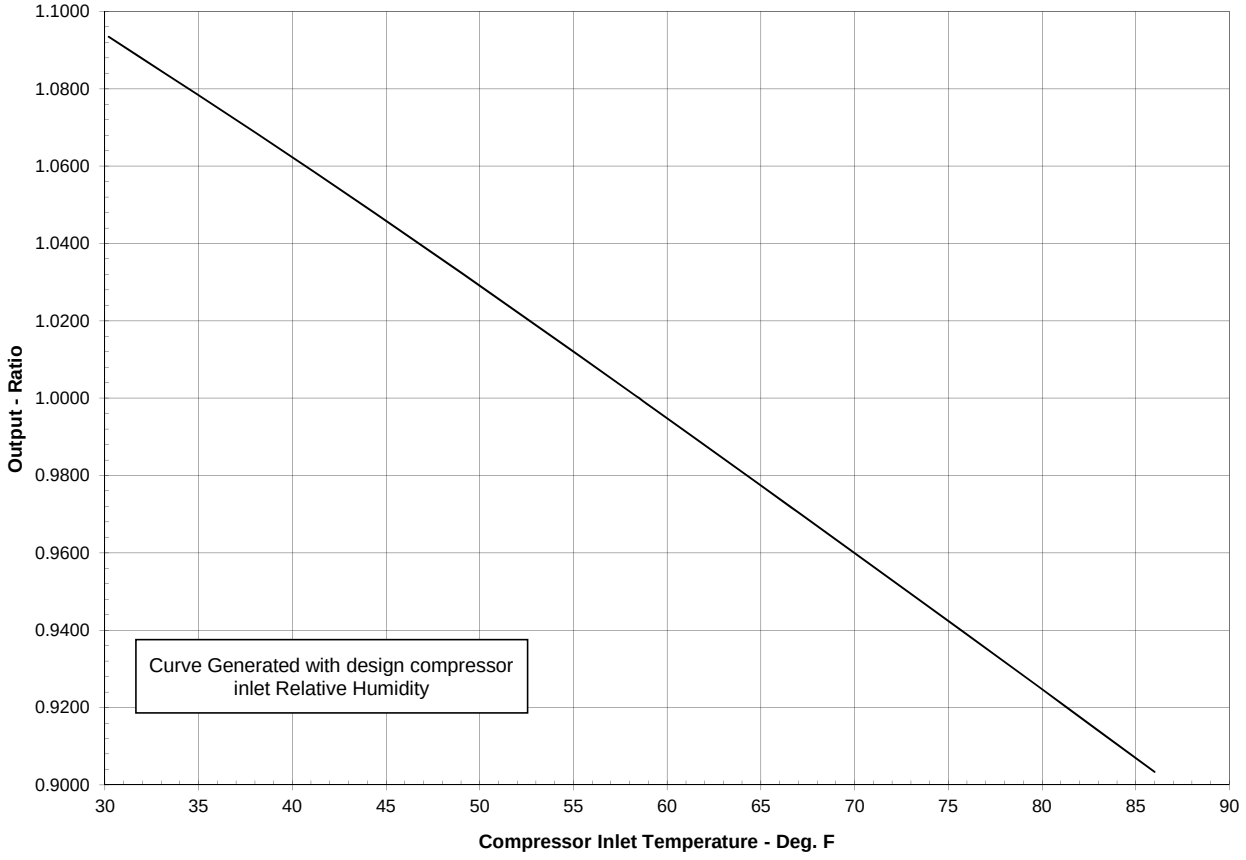
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Compressor Inlet Temperature on Output

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	30.20	36.40	42.60	48.80	55.00	58.50	67.40	73.60	79.80	86.00
Output Ratio		1.09342	1.07391	1.05378	1.03313	1.01205	1.00000	0.96906	0.94731	0.92546	0.90336

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 3

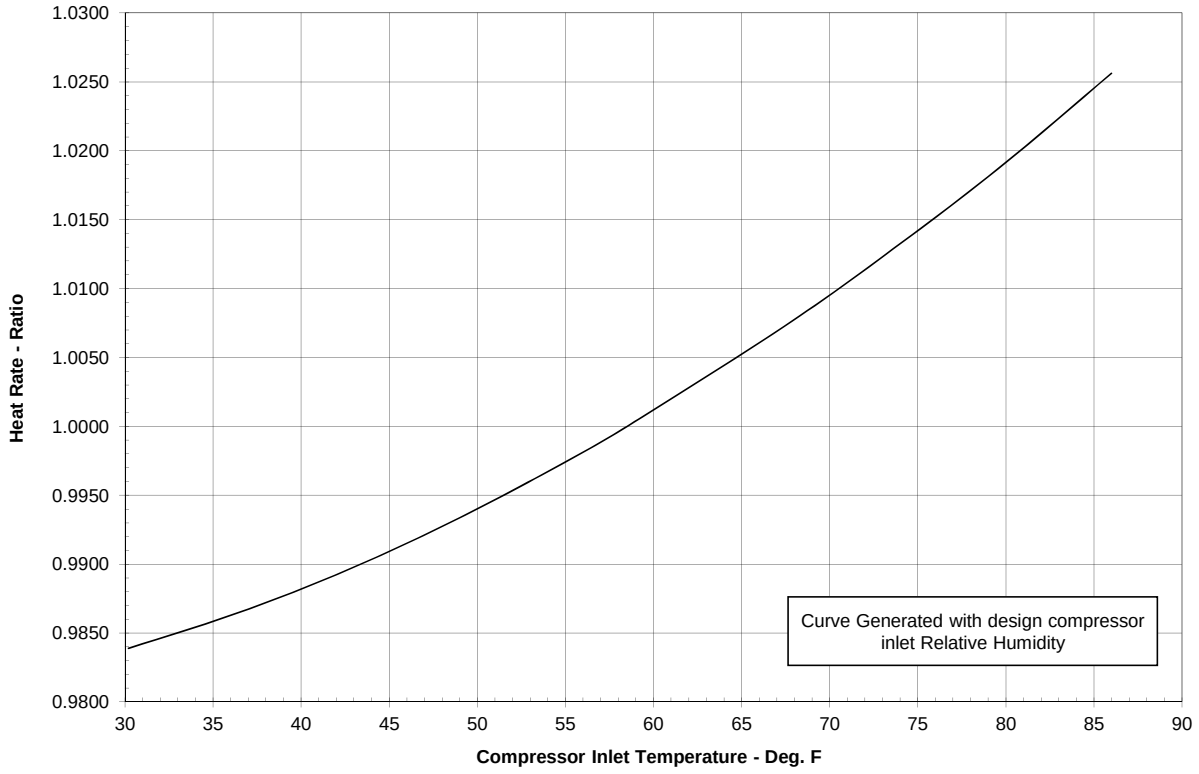
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Compressor Inlet Temperature on Heat Rate

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



	Units										
Compressor Inlet Temperature	F	30.20	36.40	42.60	48.80	55.00	58.50	67.40	73.60	79.80	86.00
Heat Rate Ratio		0.98389	0.98645	0.98957	0.99323	0.99742	1.00000	1.00724	1.01287	1.01894	1.02562

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 4

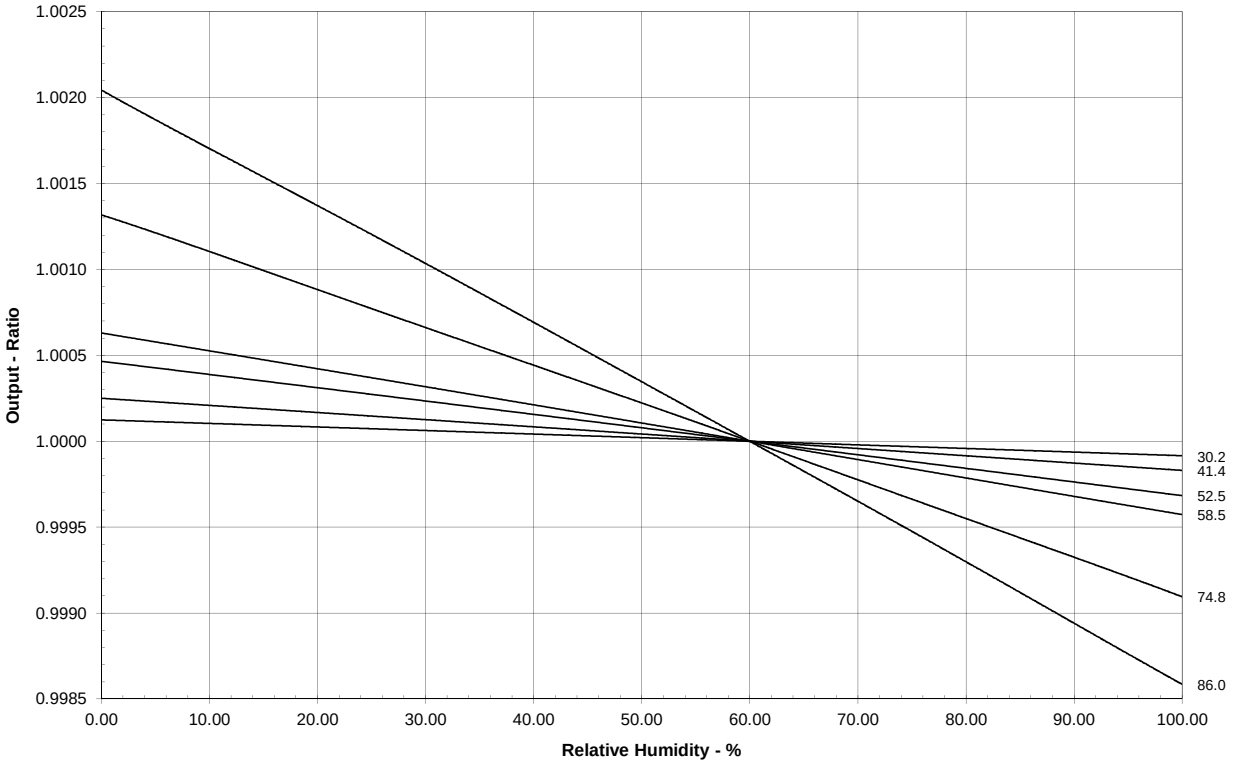
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Relative Humidity on Output at Different Compressor Inlet Temperatures

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Relative Humidity - %	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
60.0	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
0	1.00012	1.00025	1.00047	1.00063	1.00132	1.00204
20	1.00008	1.00017	1.00031	1.00042	1.00088	1.00137
40	1.00004	1.00008	1.00016	1.00021	1.00044	1.00069
50	1.00002	1.00004	1.00008	1.00011	1.00022	1.00035
60	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
70	0.99998	0.99996	0.99992	0.99989	0.99978	0.99965
80	0.99996	0.99992	0.99984	0.99979	0.99955	0.99930
100	0.99992	0.99983	0.99968	0.99957	0.99910	0.99859

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 5

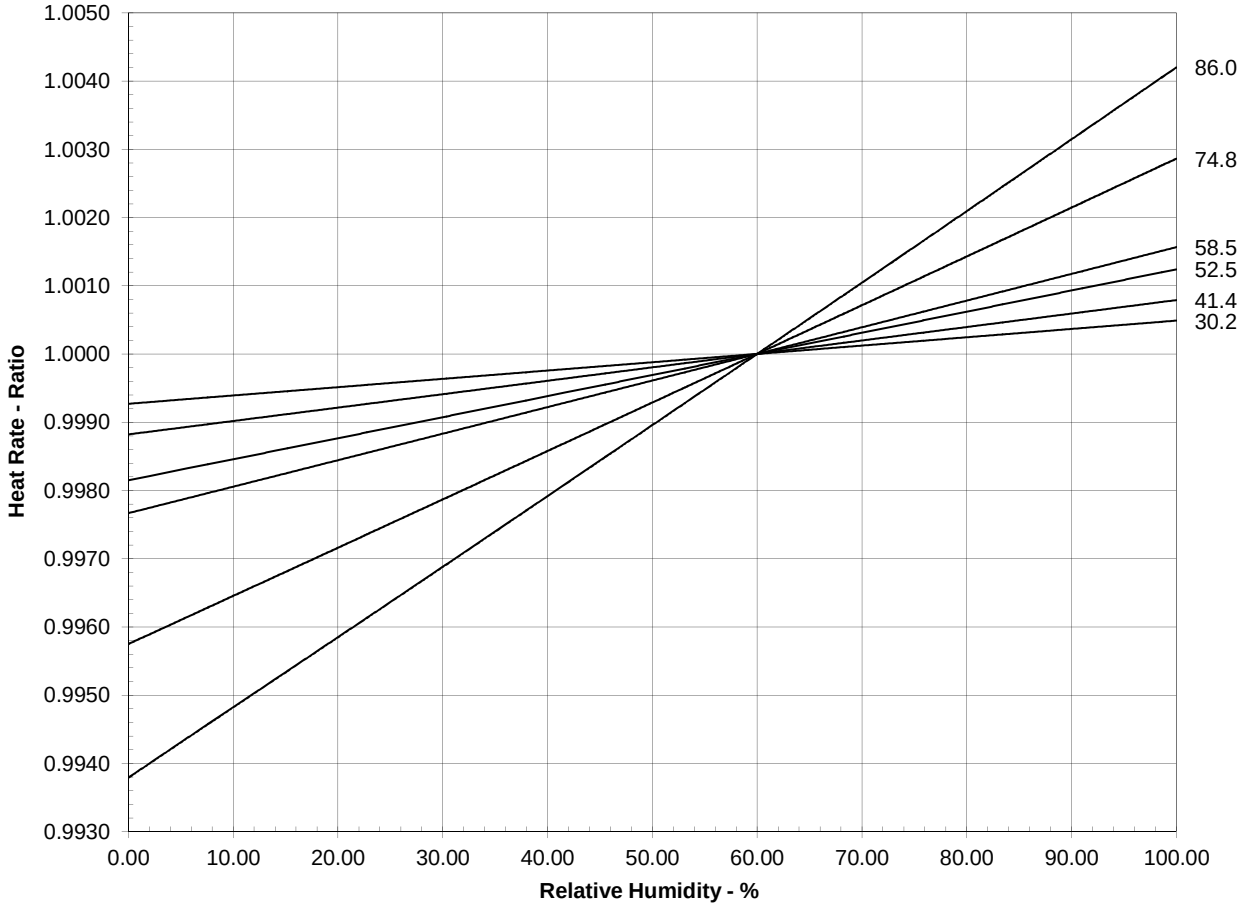
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Relative Humidity on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temperatures

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Relative Humidity - %	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
60.0	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
0	0.99927	0.99882	0.99815	0.99767	0.99575	0.99379
20	0.99951	0.99921	0.99876	0.99844	0.99716	0.99585
40	0.99976	0.99961	0.99938	0.99922	0.99858	0.99792
50	0.99988	0.99980	0.99969	0.99961	0.99929	0.99896
60	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
70	1.00012	1.00020	1.00031	1.00039	1.00071	1.00104
80	1.00024	1.00039	1.00062	1.00078	1.00143	1.00209
100	1.00049	1.00079	1.00124	1.00156	1.00286	1.00420

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 6

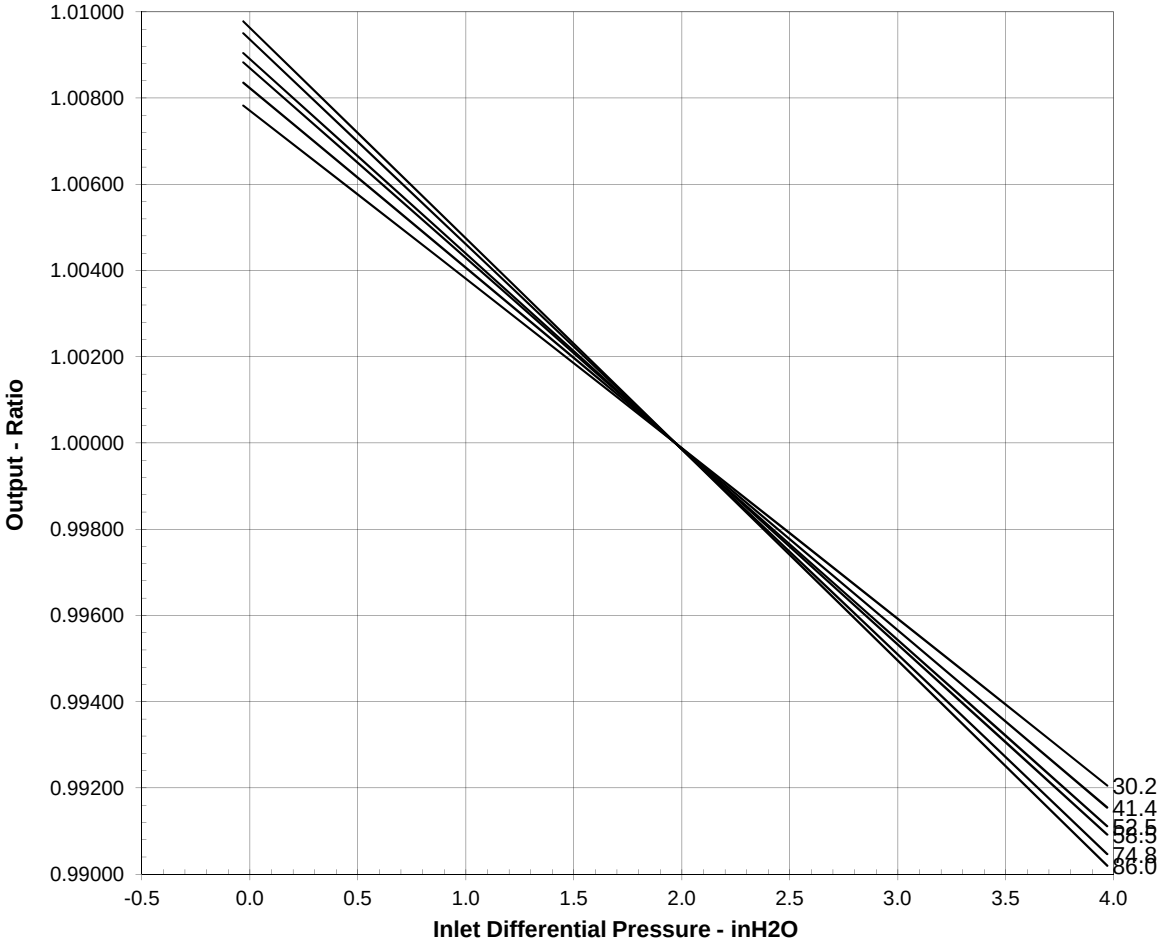
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Inlet Differential Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Inlet dP (inH2O)	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
-0.030	1.00782	1.00835	1.00883	1.00904	1.00950	1.00978
0.470	1.00588	1.00628	1.00663	1.00678	1.00713	1.00734
0.970	1.00393	1.00419	1.00442	1.00453	1.00475	1.00489
1.470	1.00197	1.00210	1.00221	1.00226	1.00238	1.00245
1.970	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
2.470	0.99802	0.99789	0.99778	0.99773	0.99762	0.99755
2.970	0.99604	0.99578	0.99557	0.99546	0.99524	0.99510
3.470	0.99405	0.99366	0.99334	0.99319	0.99285	0.99265
3.970	0.99205	0.99154	0.99111	0.99092	0.99047	0.99019

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 11

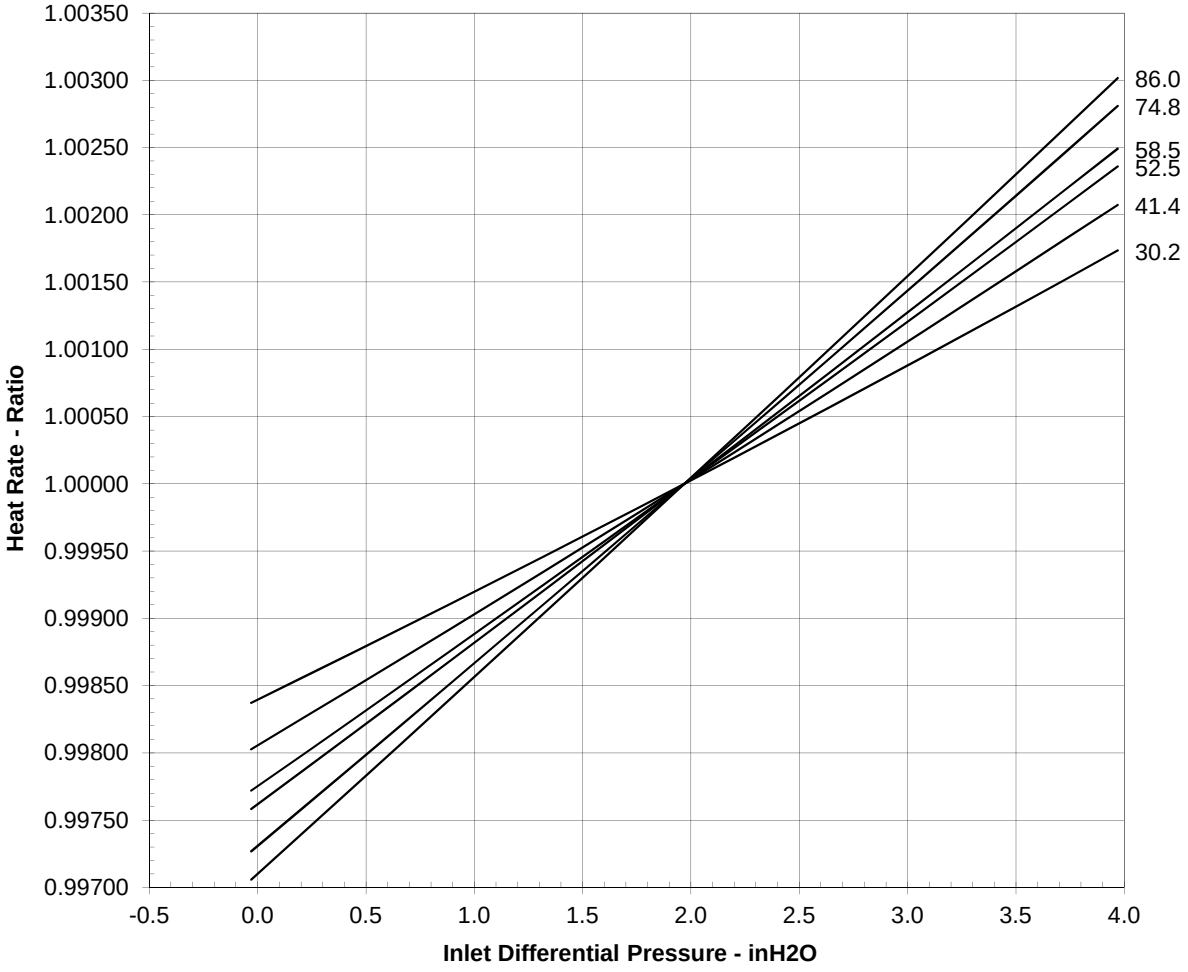
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Inlet Differential Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Inlet dP (inH2O)	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
-0.030	0.99837	0.99803	0.99772	0.99758	0.99727	0.99706
0.470	0.99877	0.99851	0.99828	0.99818	0.99794	0.99779
0.970	0.99917	0.99900	0.99885	0.99878	0.99862	0.99852
1.470	0.99958	0.99950	0.99942	0.99939	0.99931	0.99926
1.970	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
2.470	1.00042	1.00051	1.00058	1.00062	1.00069	1.00075
2.970	1.00085	1.00103	1.00117	1.00124	1.00139	1.00150
3.470	1.00129	1.00155	1.00176	1.00186	1.00210	1.00226
3.970	1.00173	1.00207	1.00236	1.00249	1.00281	1.00302

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 12

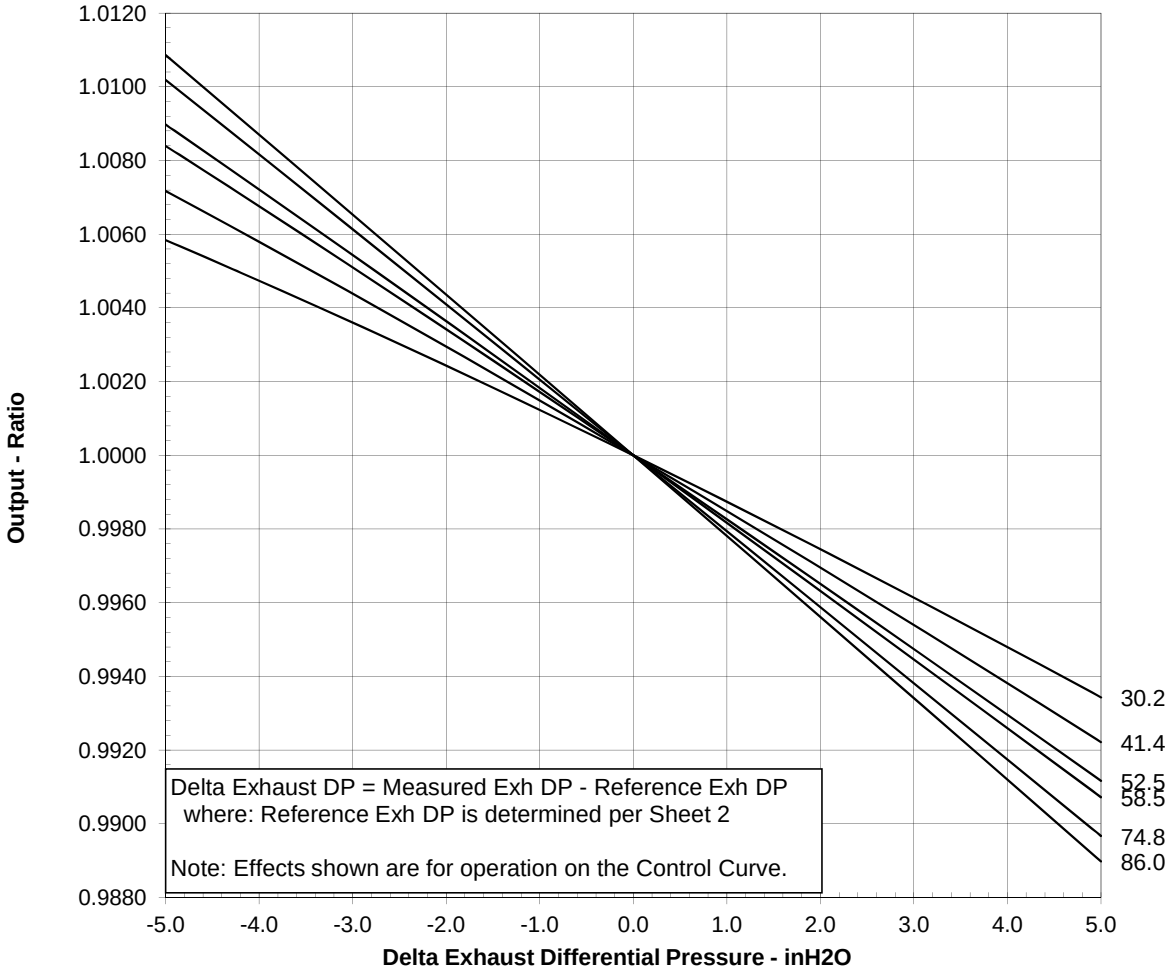
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Exhaust Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Delta Exhaust Differential Pressure - inH2O	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
-5.00	1.00584	1.00717	1.00839	1.00897	1.01018	1.01086
-4.50	1.00529	1.00648	1.00758	1.00809	1.00917	1.00978
-3.00	1.00360	1.00439	1.00510	1.00543	1.00613	1.00653
-1.50	1.00183	1.00222	1.00257	1.00273	1.00307	1.00327
0.00	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.50	0.99810	0.99772	0.99739	0.99724	0.99691	0.99671
3.00	0.99614	0.99539	0.99474	0.99446	0.99381	0.99341
4.50	0.99412	0.99302	0.99206	0.99166	0.99071	0.99009
5.00	0.99343	0.99222	0.99116	0.99072	0.98967	0.98898

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 13

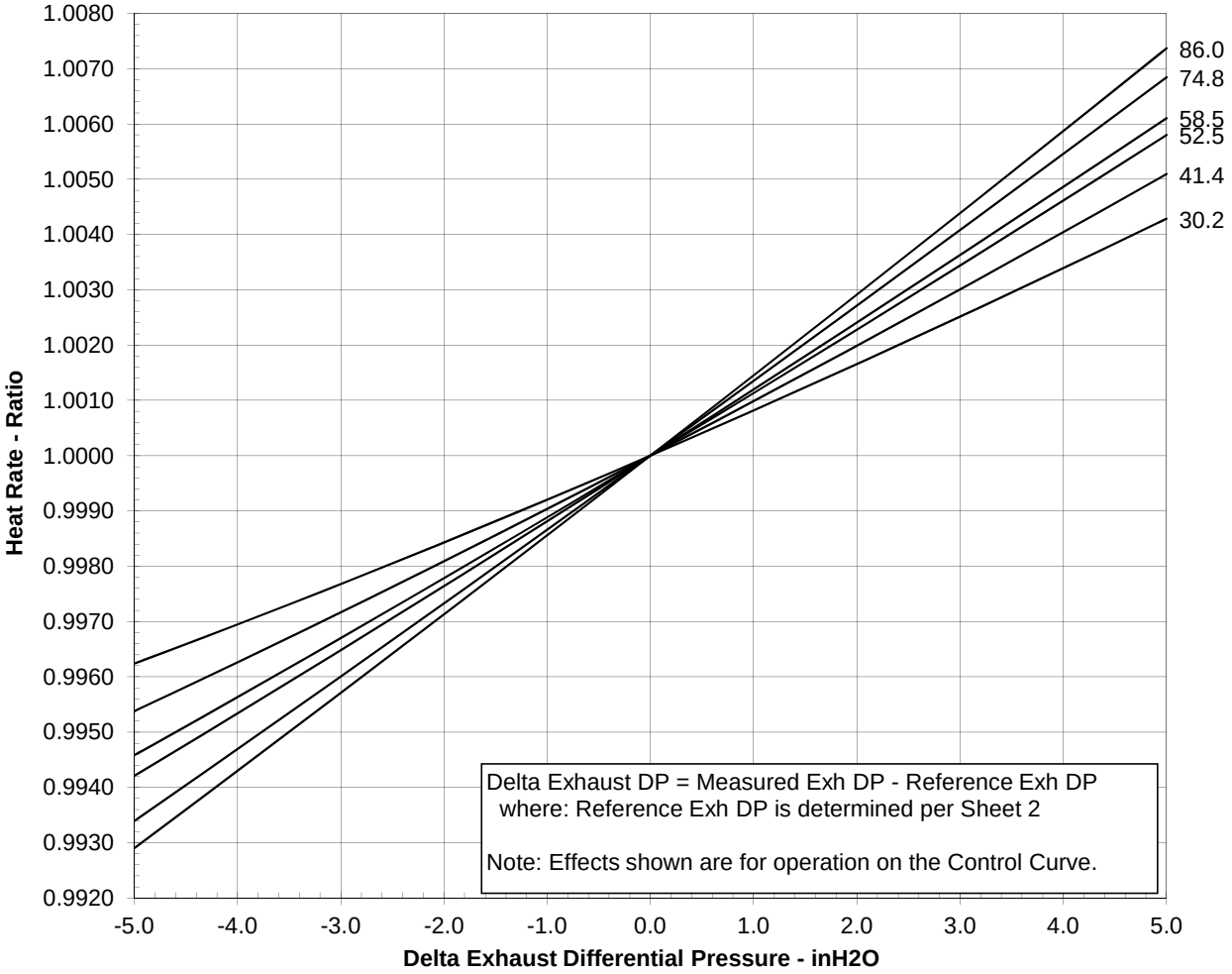
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Exhaust Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Delta Exhaust Differential Pressure - inH2O	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
-5.00	0.99624	0.99538	0.99458	0.99421	0.99339	0.99290
-4.50	0.99659	0.99582	0.99510	0.99477	0.99404	0.99360
-3.00	0.99768	0.99716	0.99670	0.99648	0.99600	0.99571
-1.50	0.99881	0.99856	0.99833	0.99822	0.99799	0.99784
0.00	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
1.50	1.00123	1.00149	1.00170	1.00180	1.00203	1.00218
3.00	1.00251	1.00300	1.00344	1.00363	1.00408	1.00439
4.50	1.00383	1.00457	1.00520	1.00548	1.00615	1.00662
5.00	1.00429	1.00509	1.00580	1.00610	1.00684	1.00737

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 14

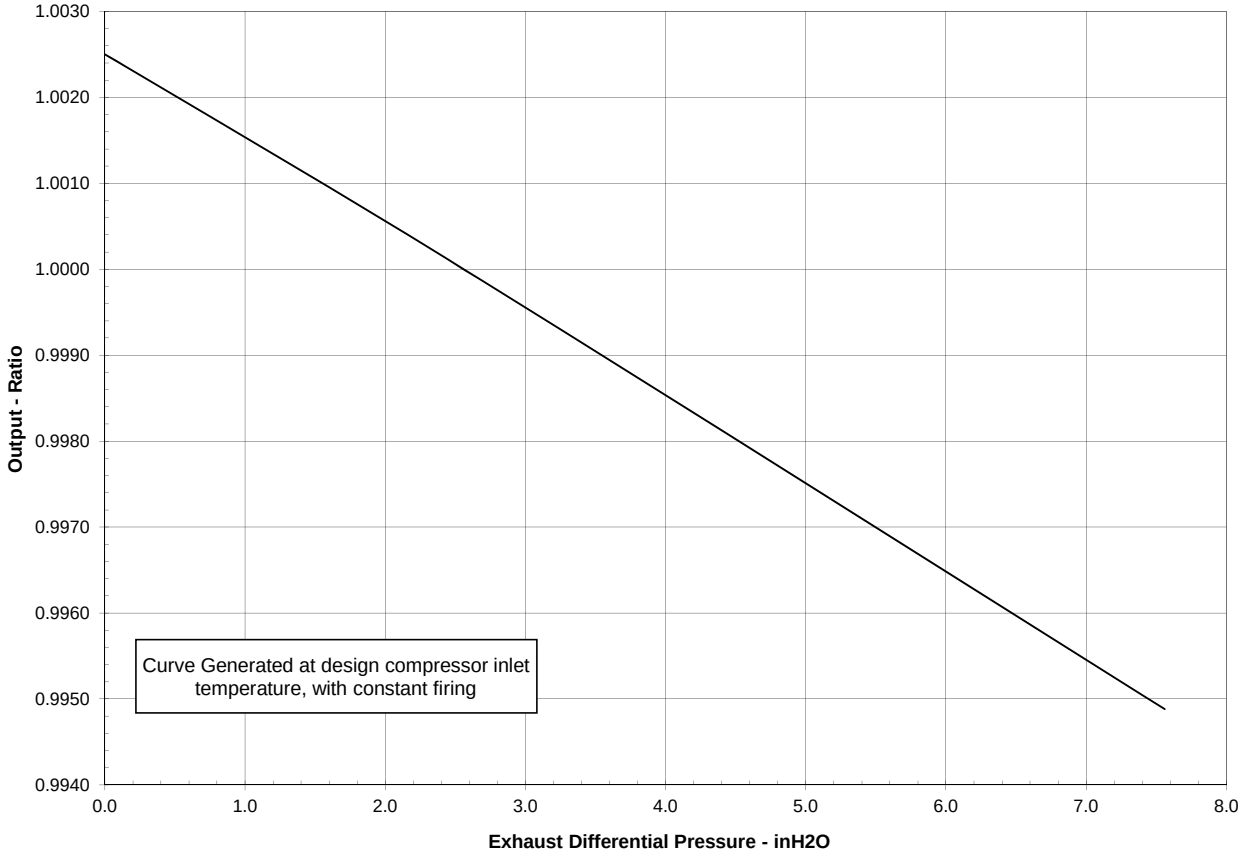
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Exhaust Differential Pressure on Output

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



	Units			
Exhaust DP	inH2O	0.00	2.56	7.56
Output Ratio		1.00250	1.00000	0.99488

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 15

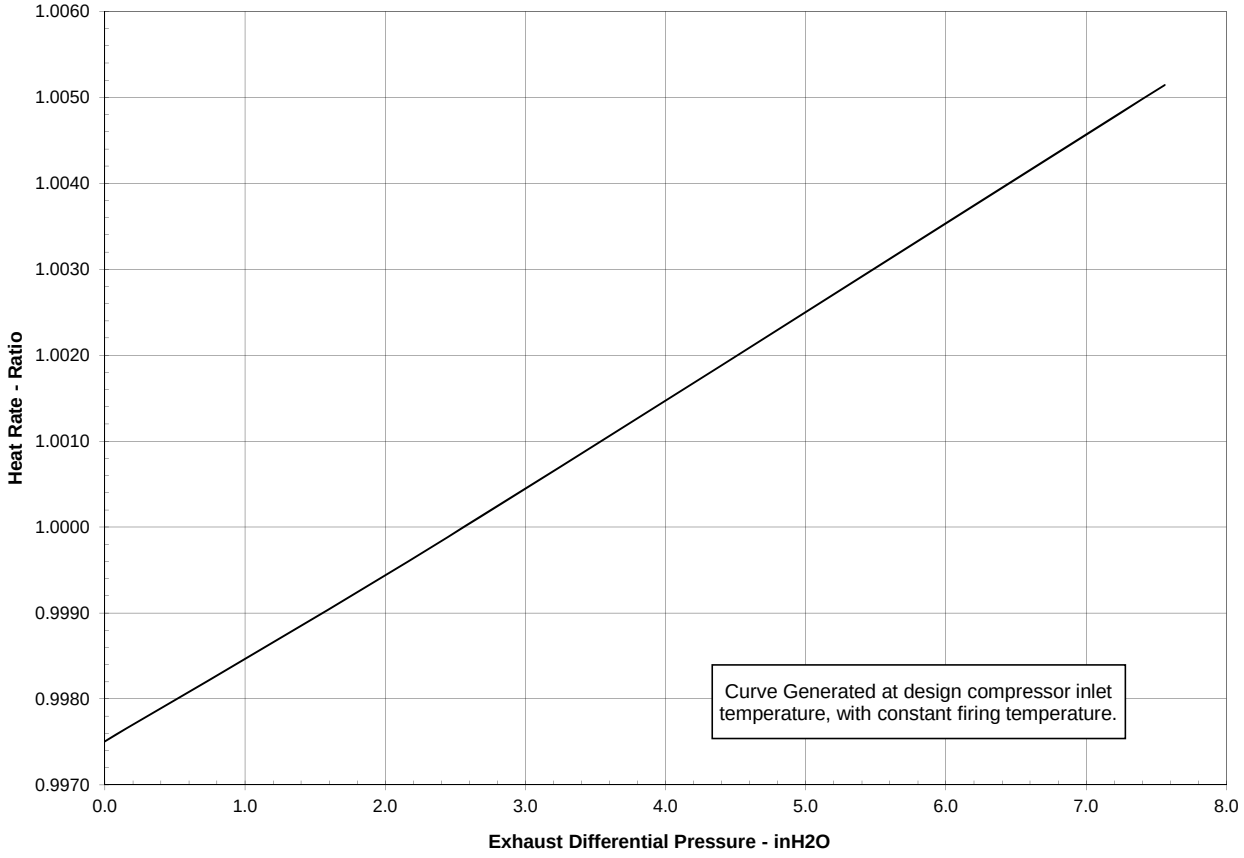
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Exhaust Differential Pressure on Heat Rate

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



	Units			
Exhaust DP	inH2O	0.00	2.56	7.56
Heat Rate Ratio		0.99751	1.00000	1.00514

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 16

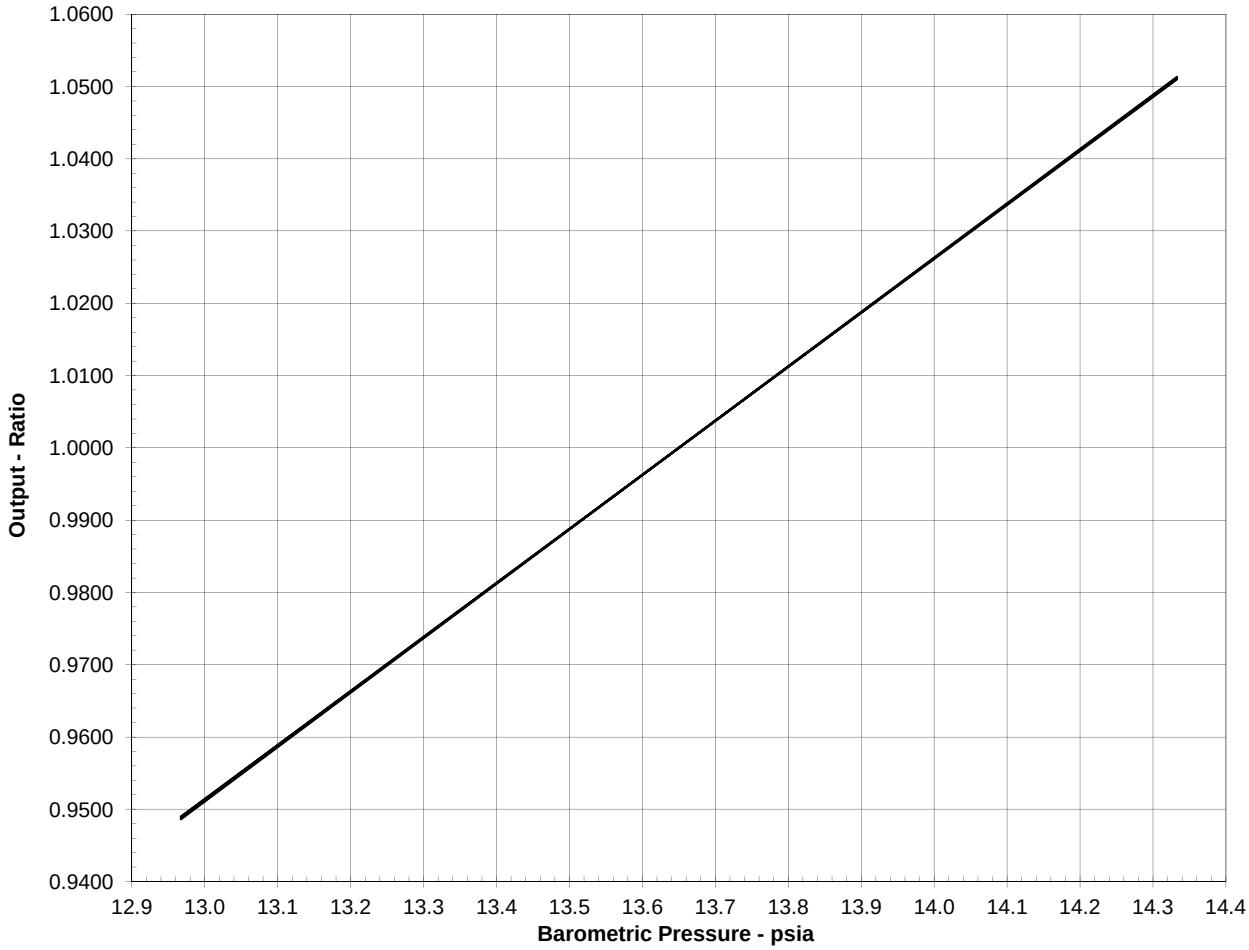
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Barometric Pressure on Output at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Barometric Pressure - psia	Compressor Inlet Temperature - Deg. F					
	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
12.97	0.94898	0.94894	0.94894	0.94891	0.94874	0.94863
13.10	0.95918	0.95913	0.95915	0.95913	0.95899	0.95890
13.24	0.96939	0.96934	0.96936	0.96935	0.96925	0.96918
13.38	0.97959	0.97956	0.97957	0.97957	0.97950	0.97945
13.65	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
13.92	1.02040	1.02044	1.02046	1.02044	1.02047	1.02054
14.06	1.03059	1.03065	1.03069	1.03068	1.03071	1.03080
14.20	1.04077	1.04087	1.04093	1.04092	1.04094	1.04107
14.33	1.05095	1.05108	1.05116	1.05116	1.05118	1.05132

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 17

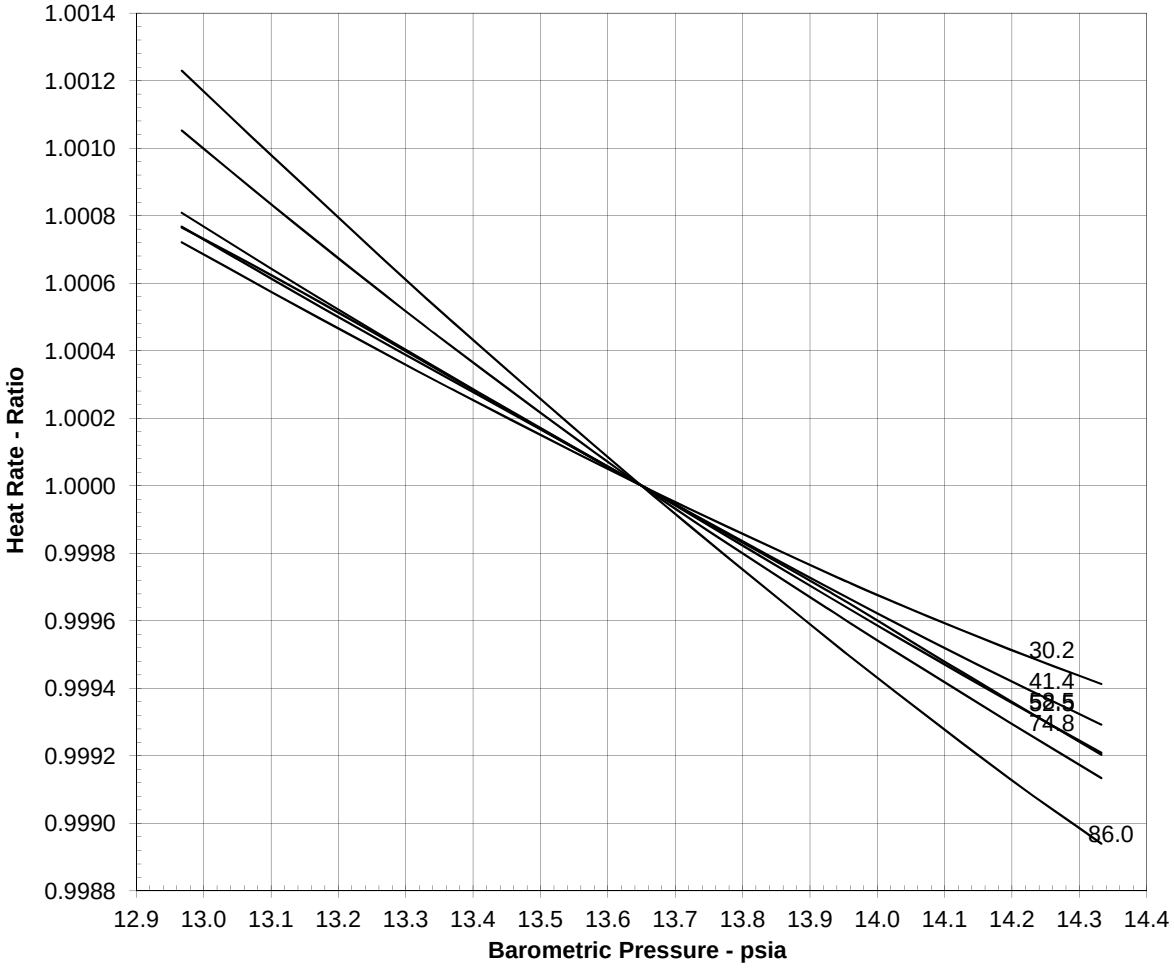
This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model GE GT-9E.03 Gas Turbine
Colbun S.A. - Candelaria F7291G2

Estimated Performance

Effect of Barometric Pressure on Heat Rate at Different Compressor Inlet Temps

Design Values Referenced on 103H6000 Rev - Sheet 1
Fuel: Gas
Mode: Base
Gas Turbine Generator(s) 890906-890907 ONLY



Compressor Inlet Temperature - Deg. F

Barometric Pressure - psia	30.2	41.4	52.5	58.5	74.8	86.0
12.97	1.00072	1.00076	1.00077	1.00081	1.00105	1.00123
13.10	1.00057	1.00062	1.00061	1.00064	1.00083	1.00097
13.24	1.00042	1.00047	1.00045	1.00047	1.00061	1.00072
13.38	1.00028	1.00031	1.00030	1.00031	1.00040	1.00047
13.65	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000
13.92	0.99974	0.99970	0.99968	0.99969	0.99964	0.99955
14.06	0.99963	0.99956	0.99952	0.99953	0.99947	0.99934
14.20	0.99952	0.99942	0.99936	0.99936	0.99930	0.99913
14.33	0.99941	0.99929	0.99921	0.99920	0.99913	0.99894

Jorge Navarro
12/30/14

103H6000 Rev -
Sheet 18

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

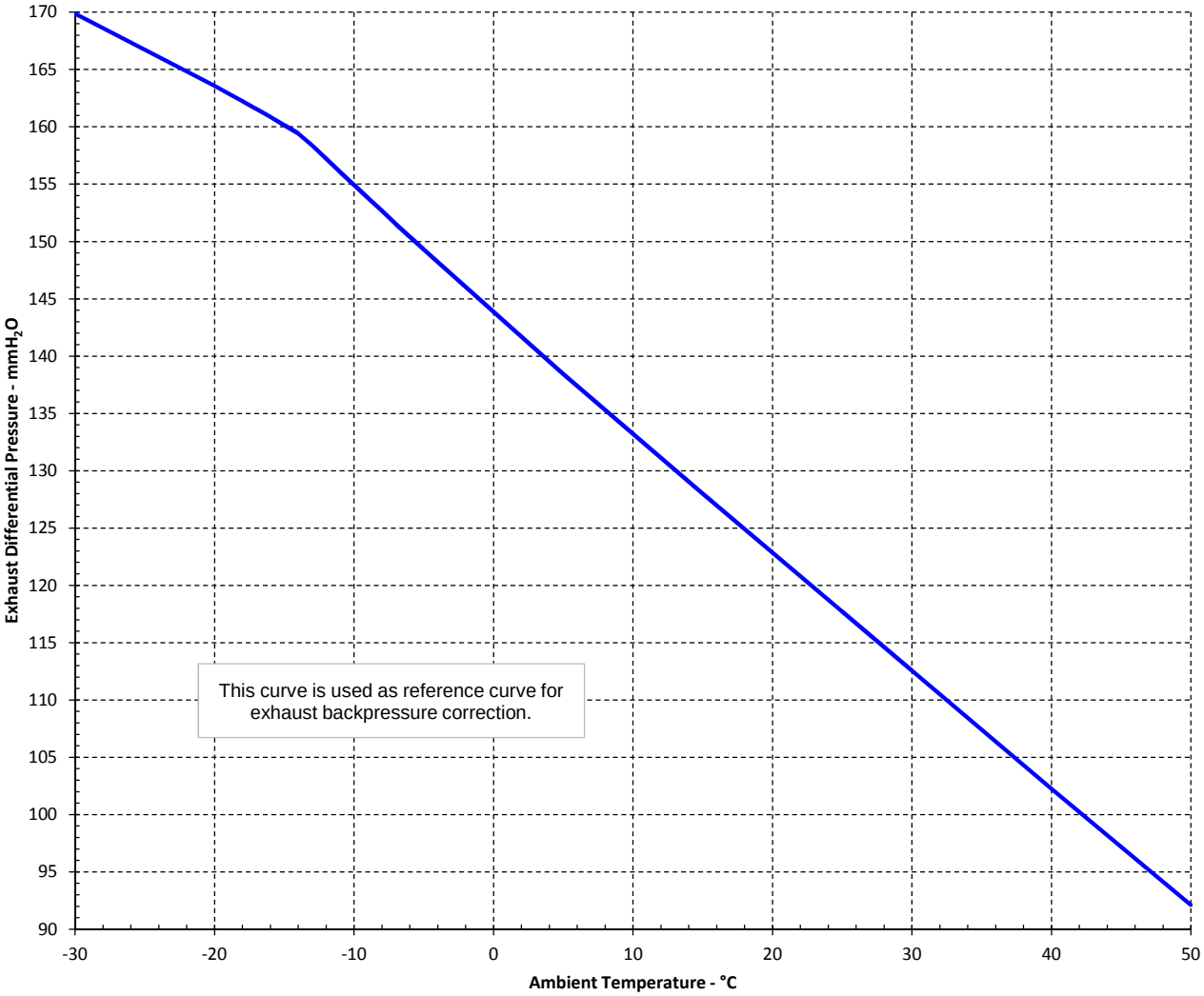
Effect of Ambient Temperature on Exhaust Pressure

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 2

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

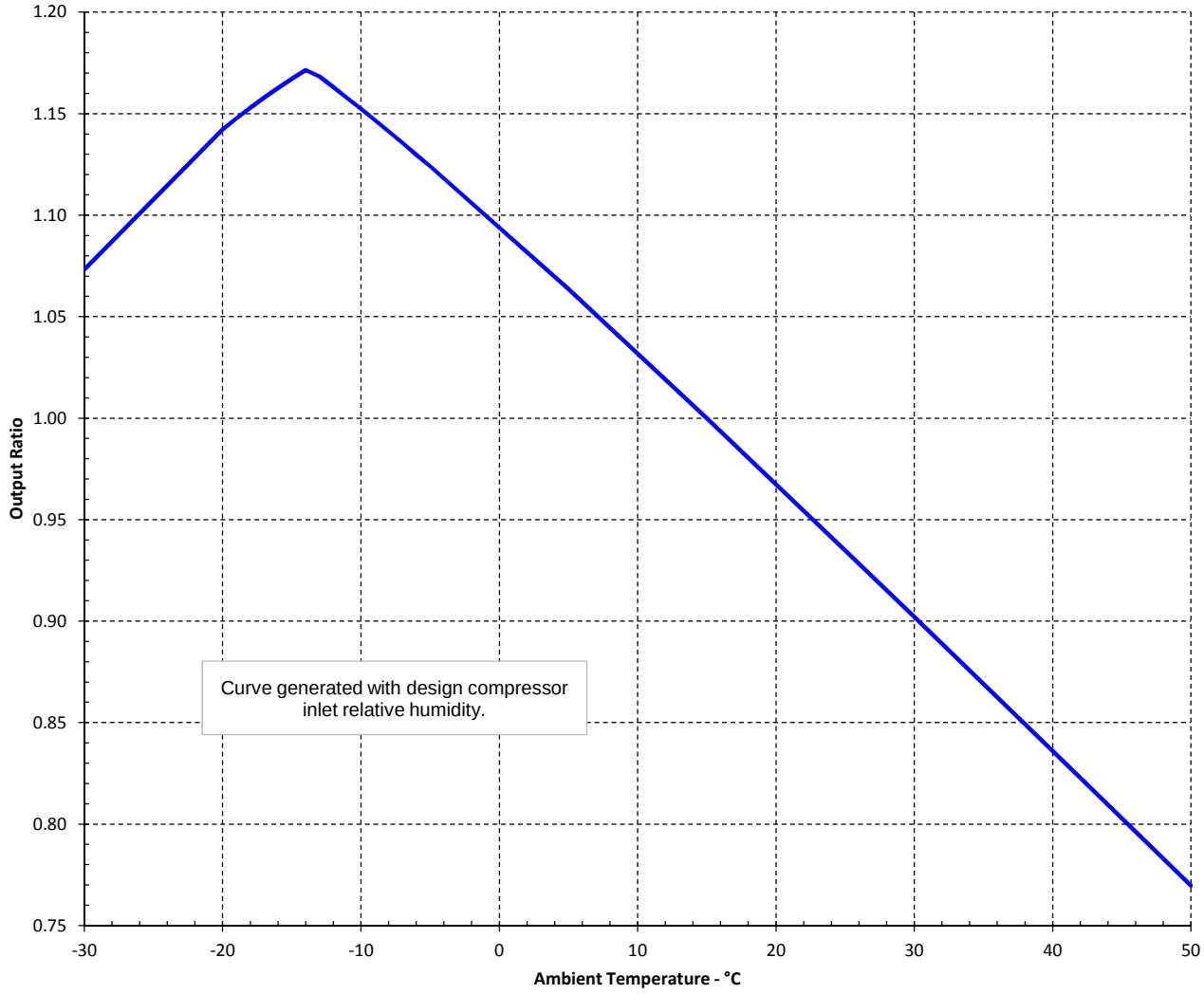
Effect of Ambient Temperature on Output

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 3

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

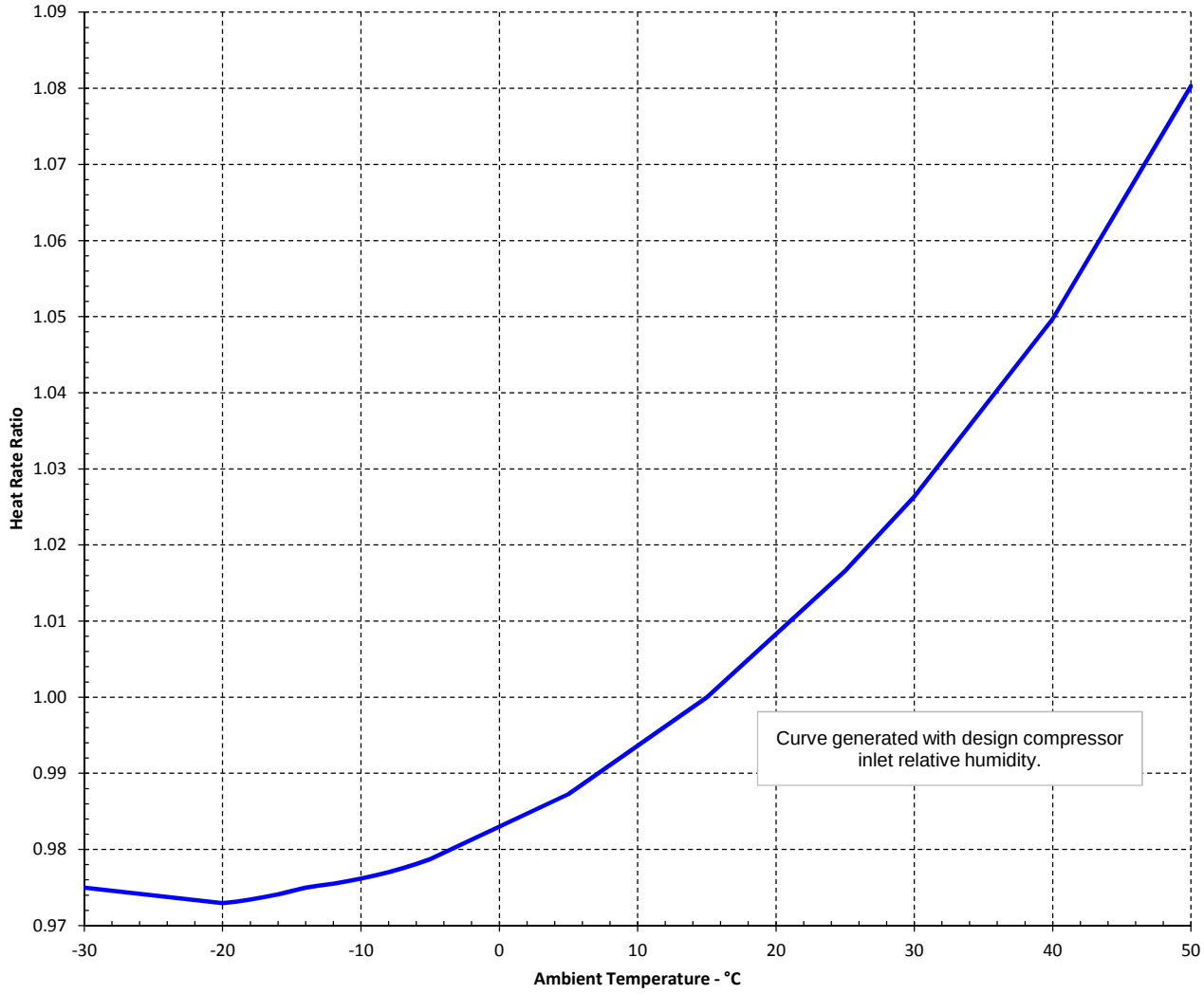
Effect of Ambient Temperature on Heat Rate

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 4

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

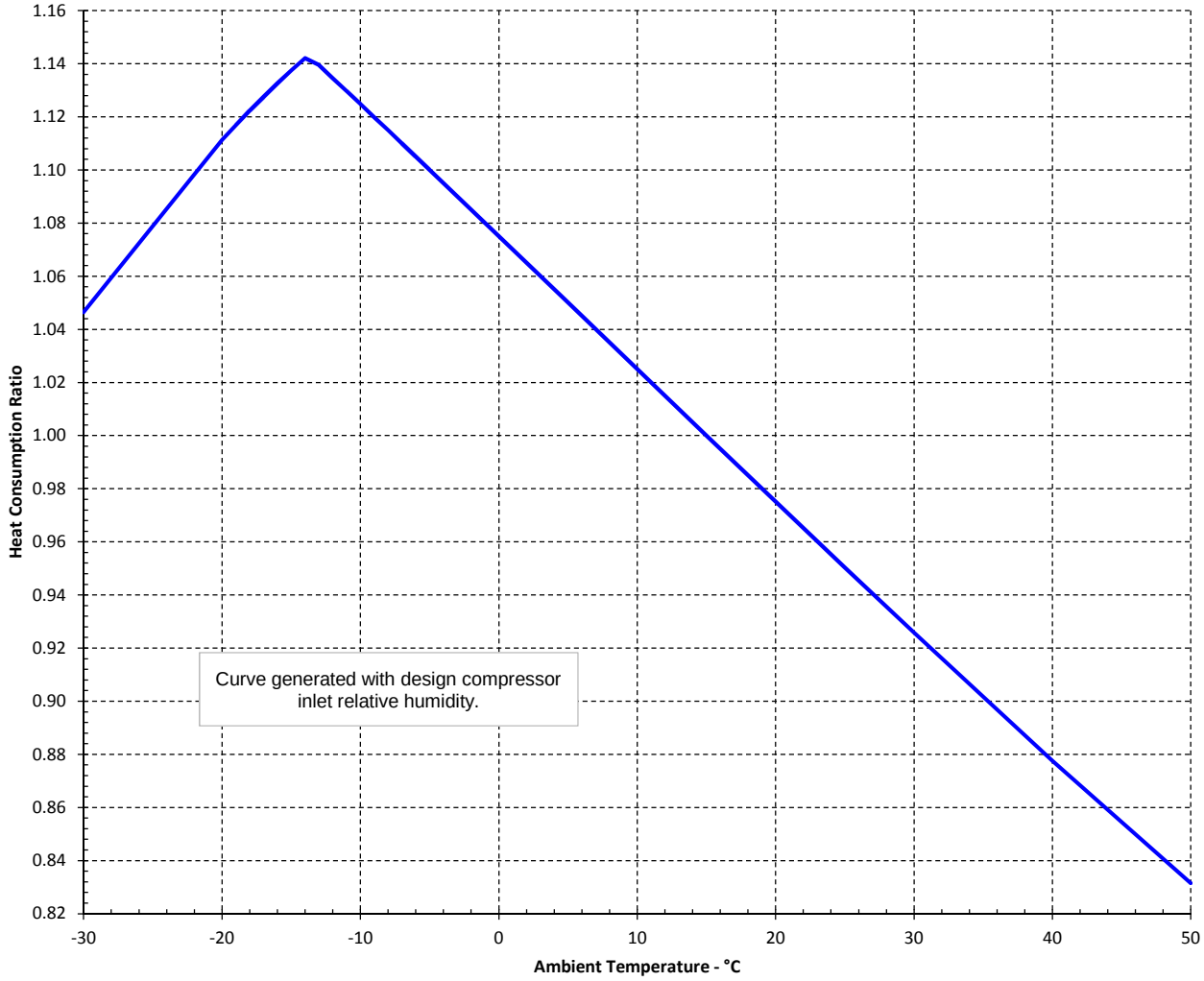
Effect of Ambient Temperature on Heat Consumption

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 7

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

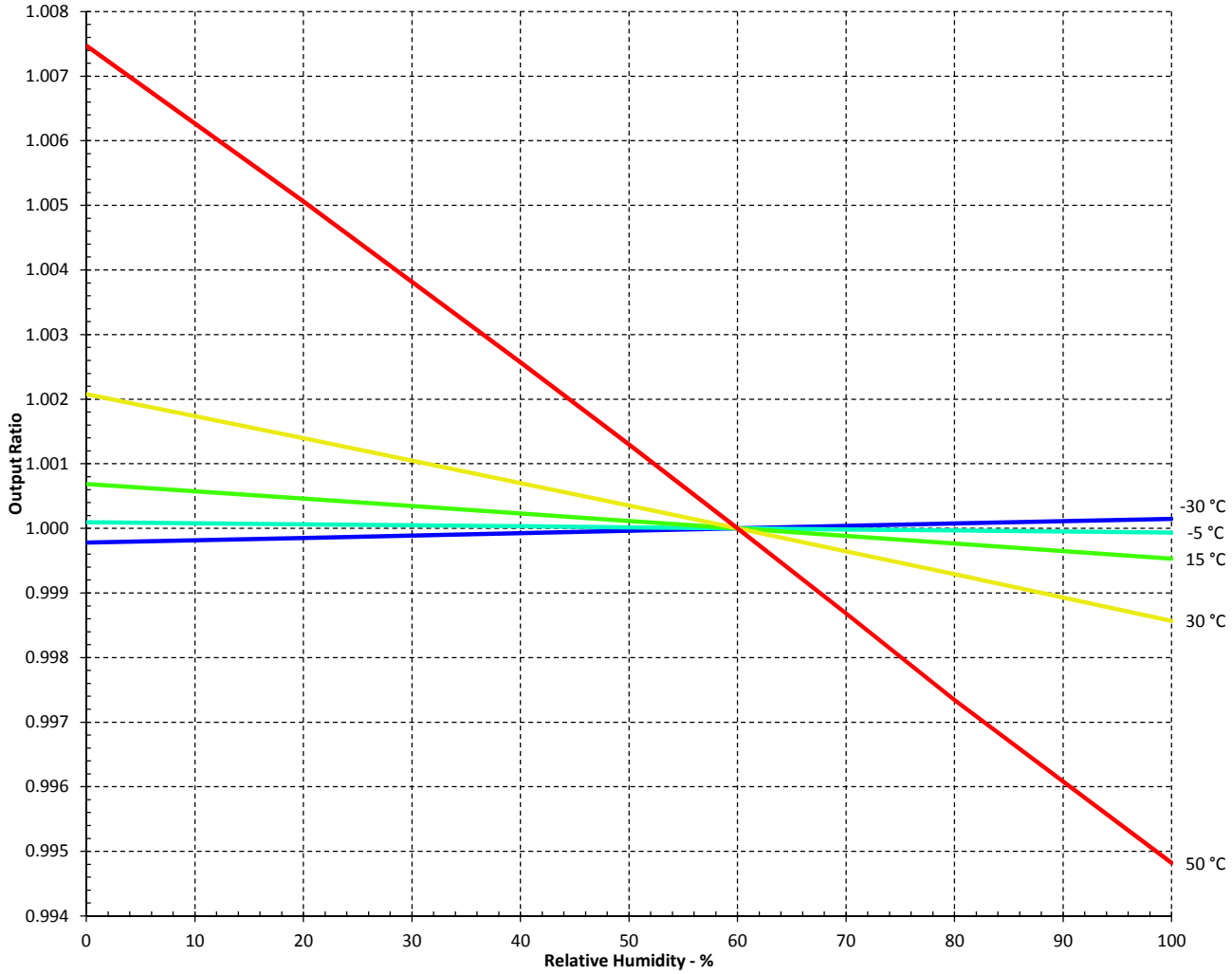
Effect of Relative Humidity on Output at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 8

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

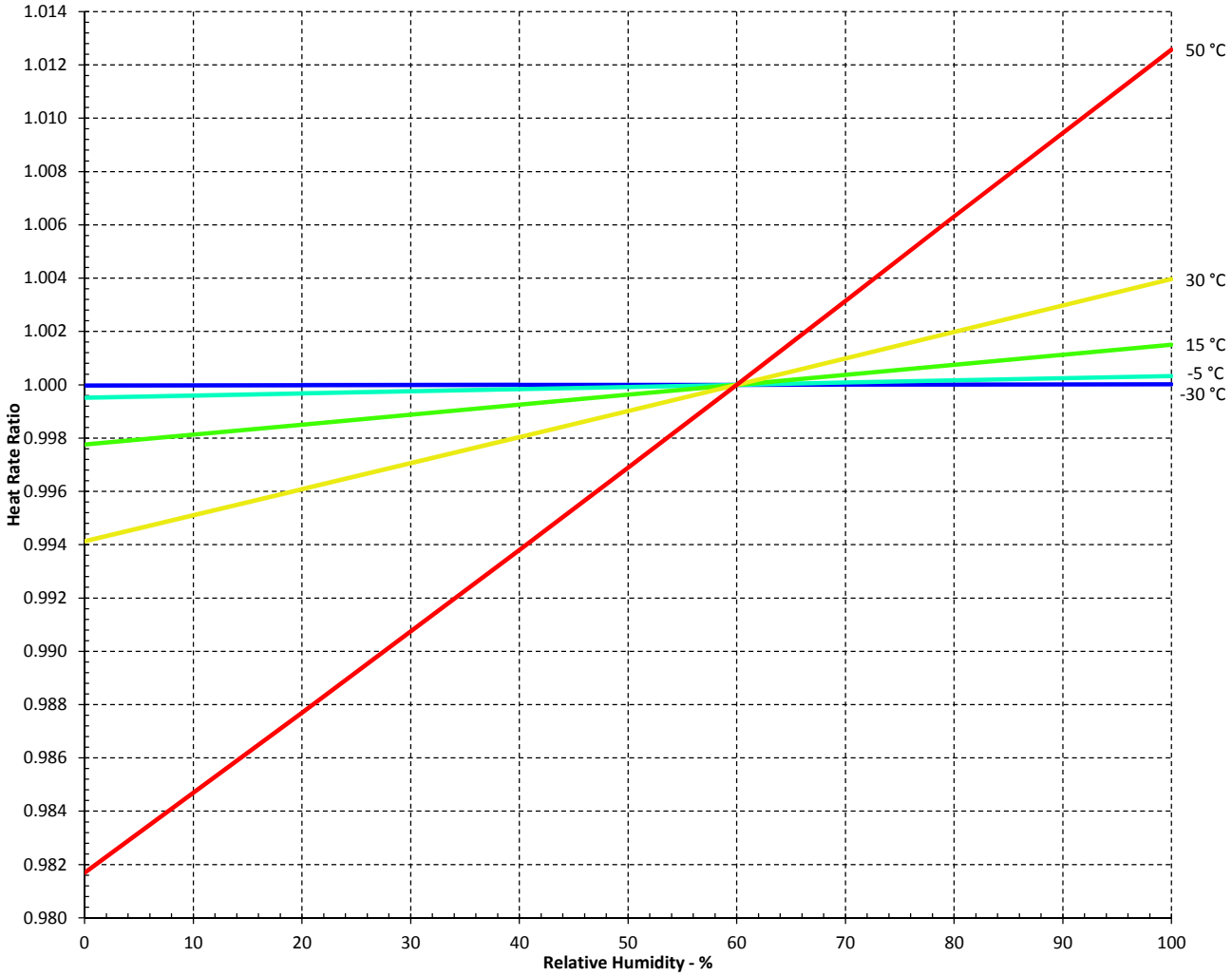
Effect of Relative Humidity on Heat Rate at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 9

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

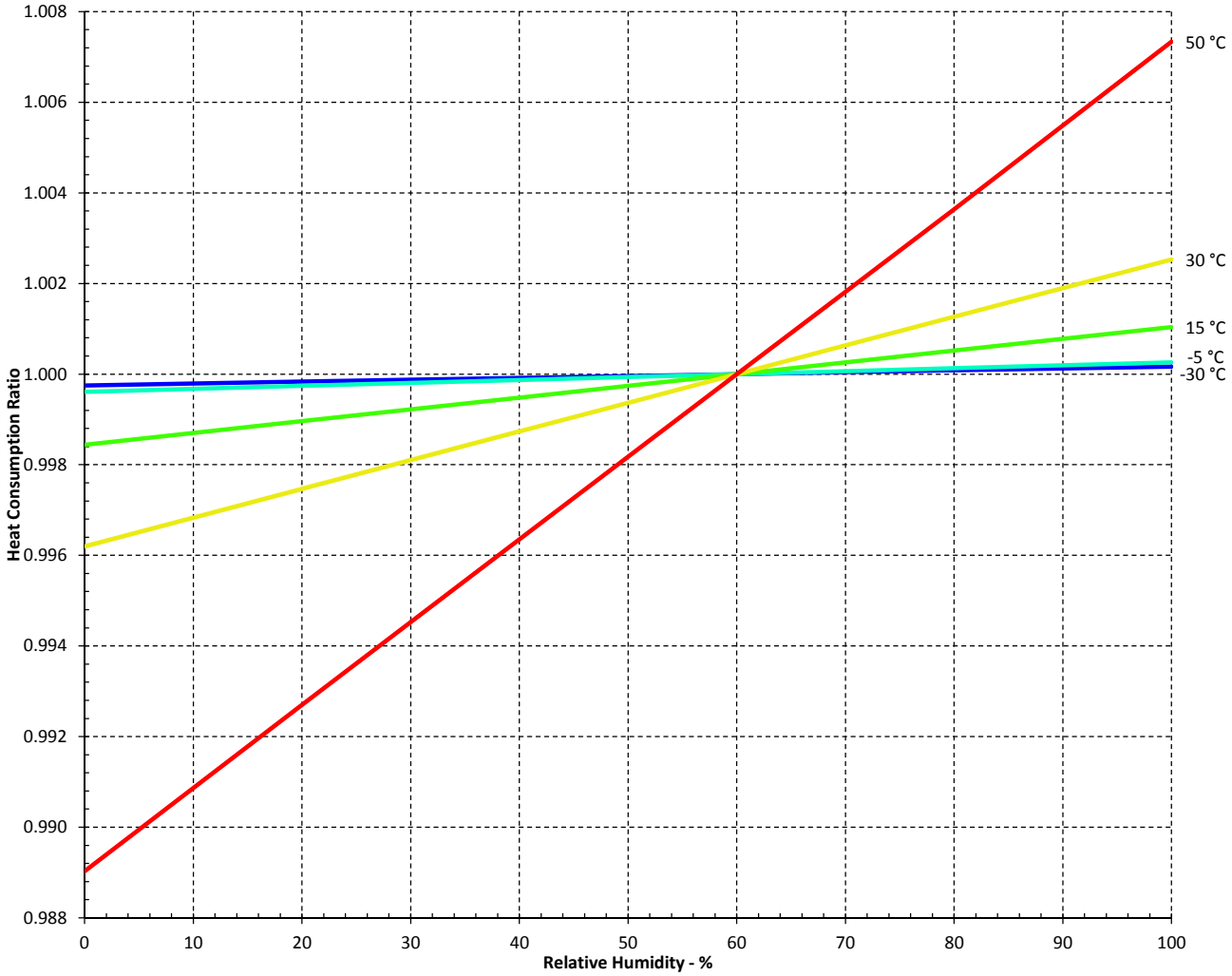
Effect of Relative Humidity on Heat Consumption at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 12

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

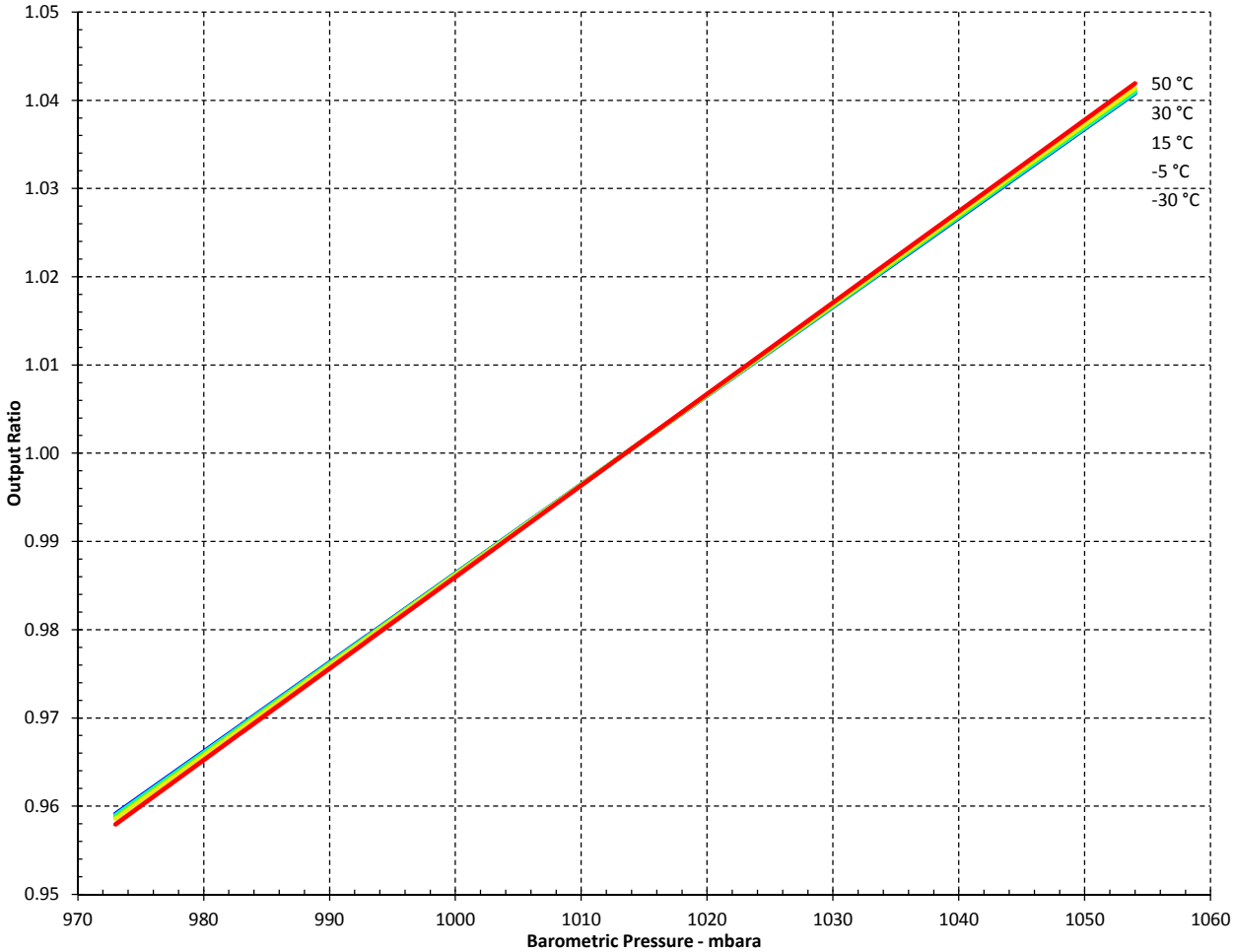
Effect of Barometric Pressure on Output at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 13

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

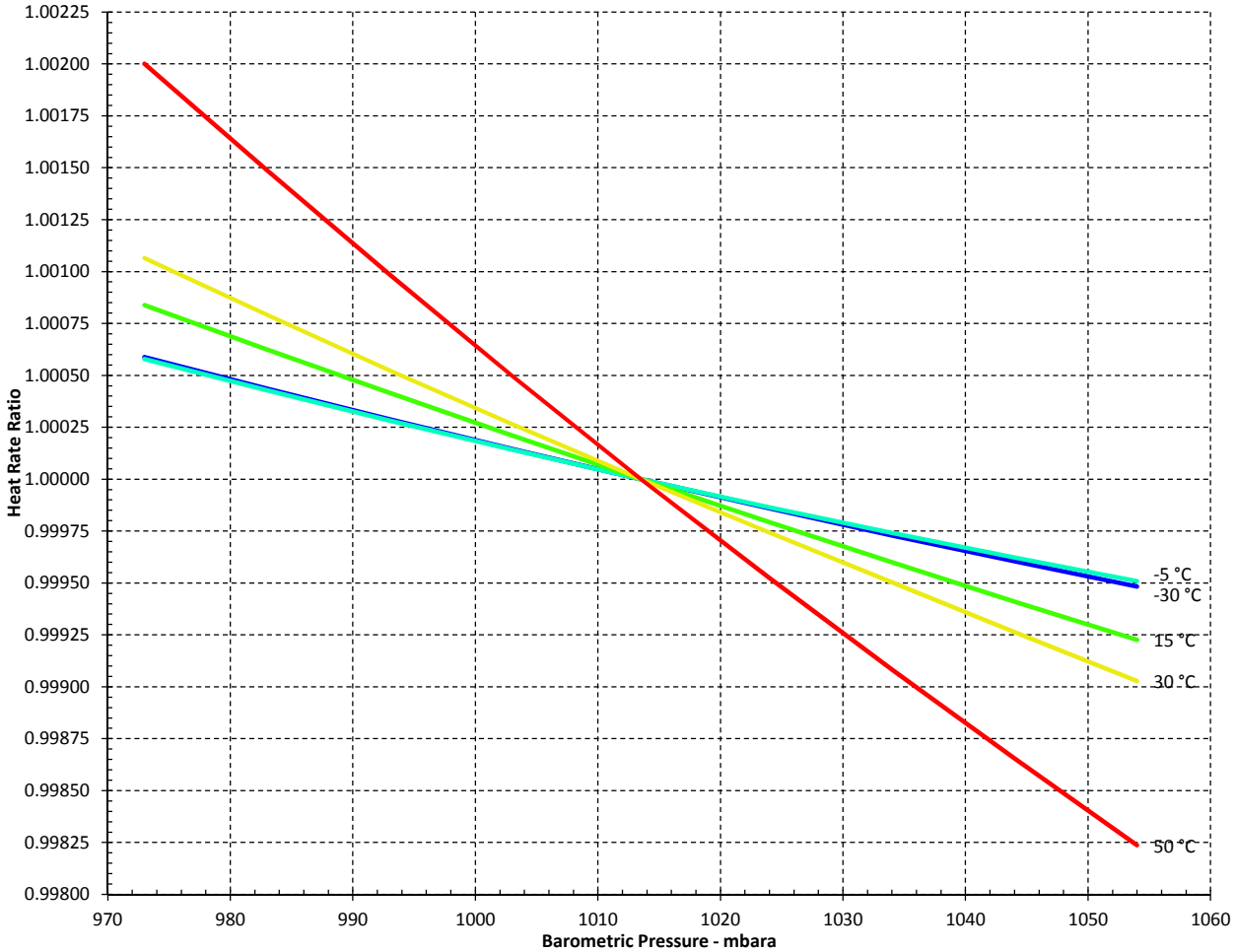
Effect of Barometric Pressure on Heat Rate at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 14

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

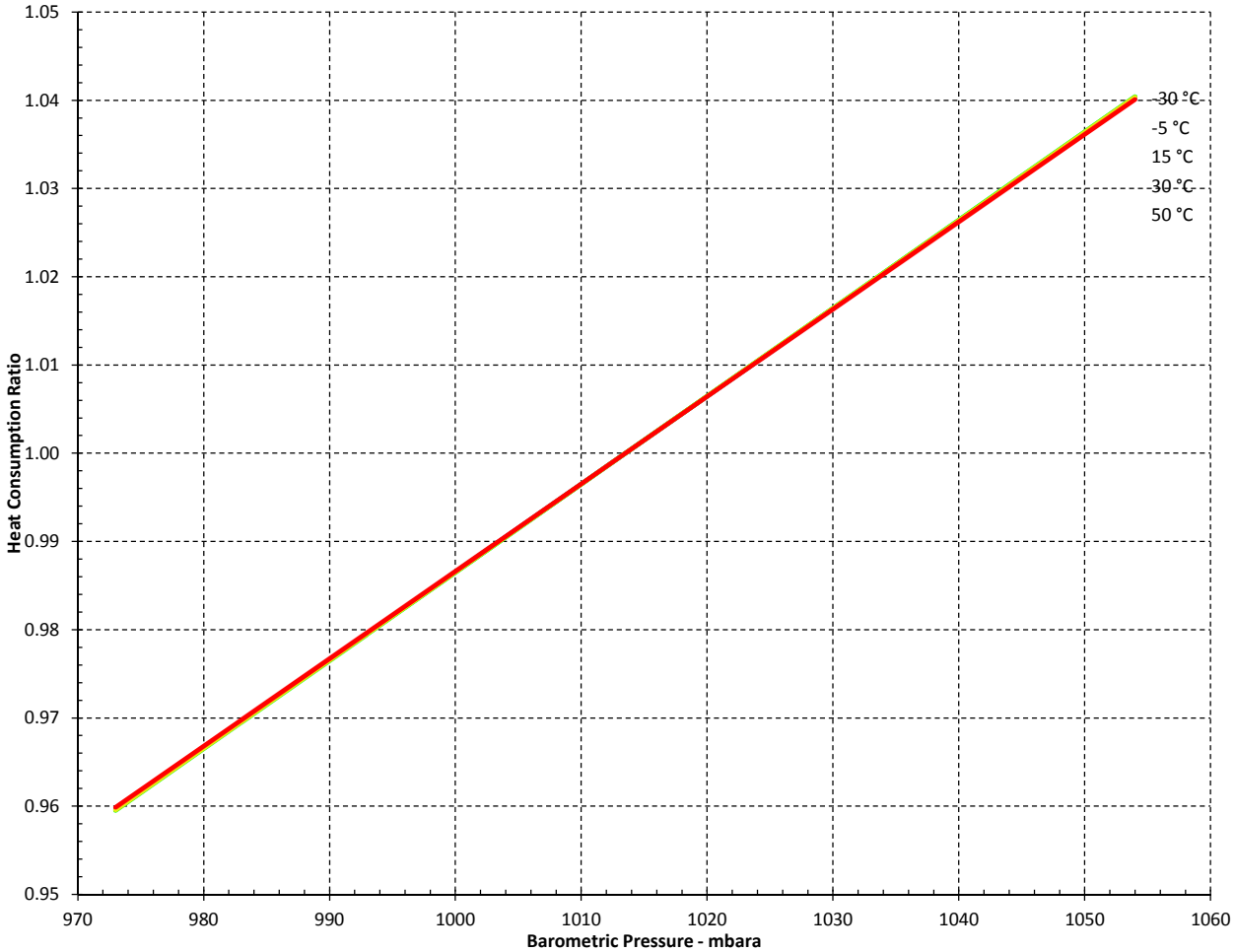
Effect of Barometric Pressure on Heat Consumption at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 17

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

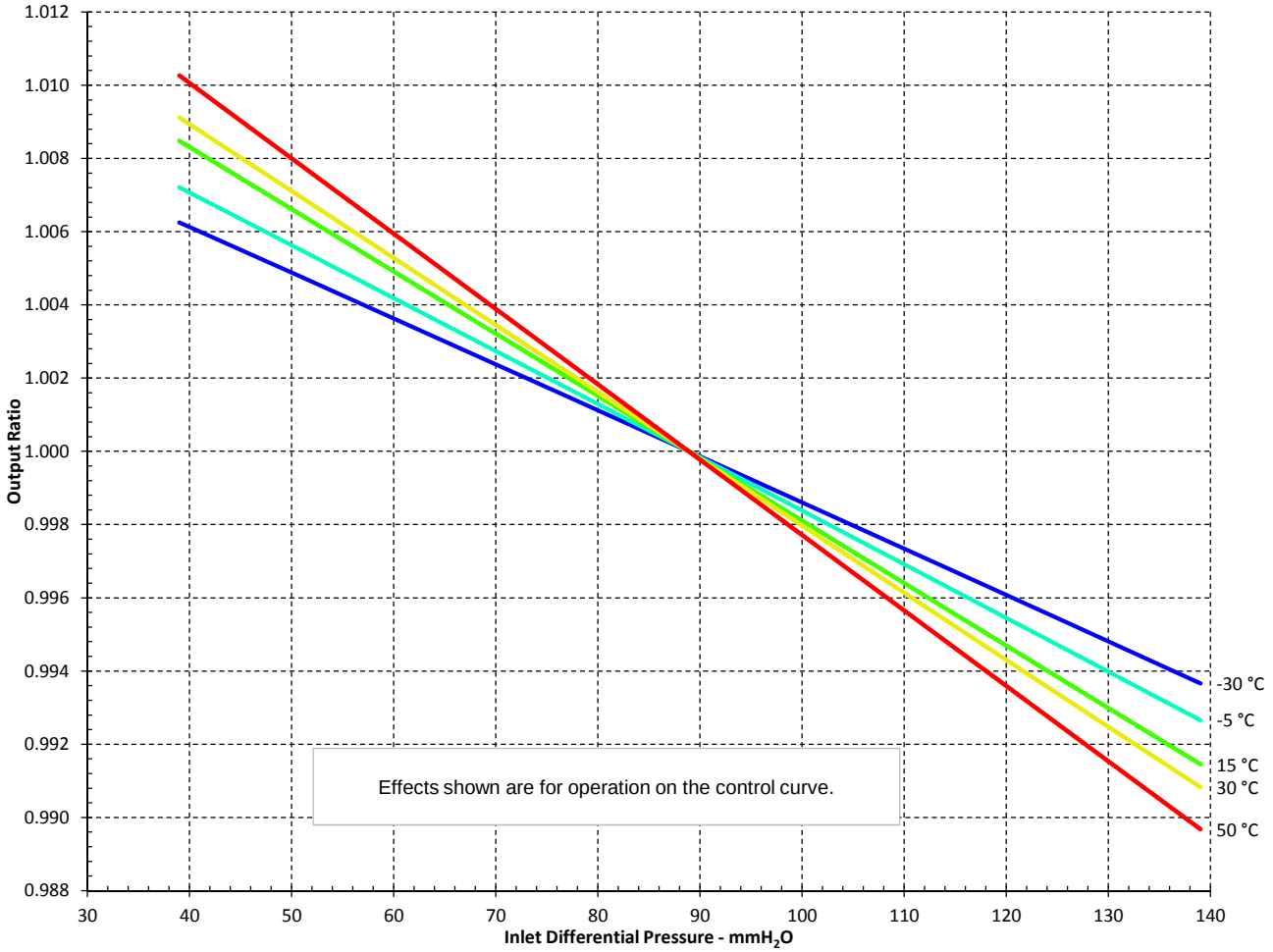
Effect of Inlet Differential Pressure on Output at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 26

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

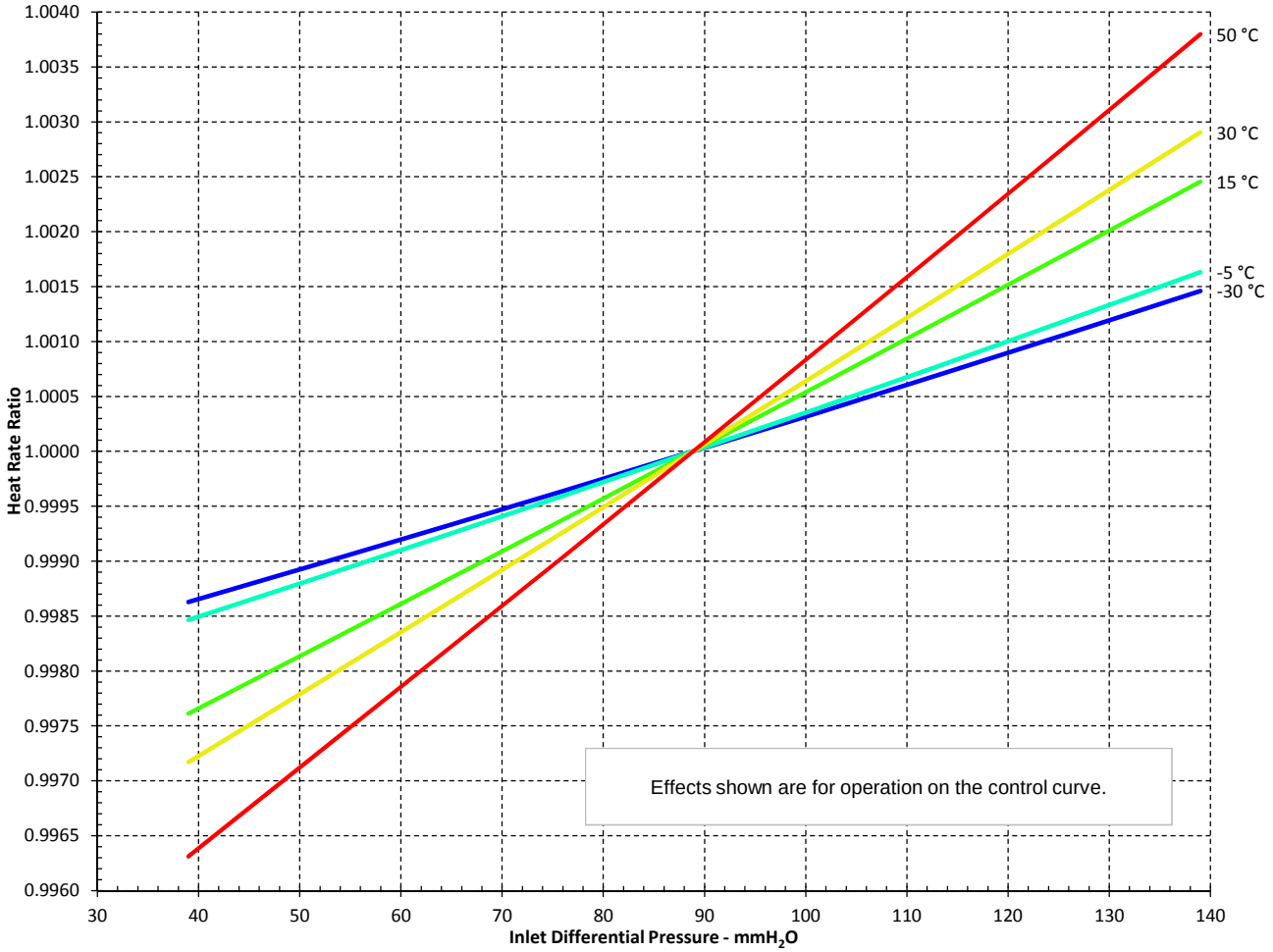
Effect of Inlet Differential Pressure on Heat Rate at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 27

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

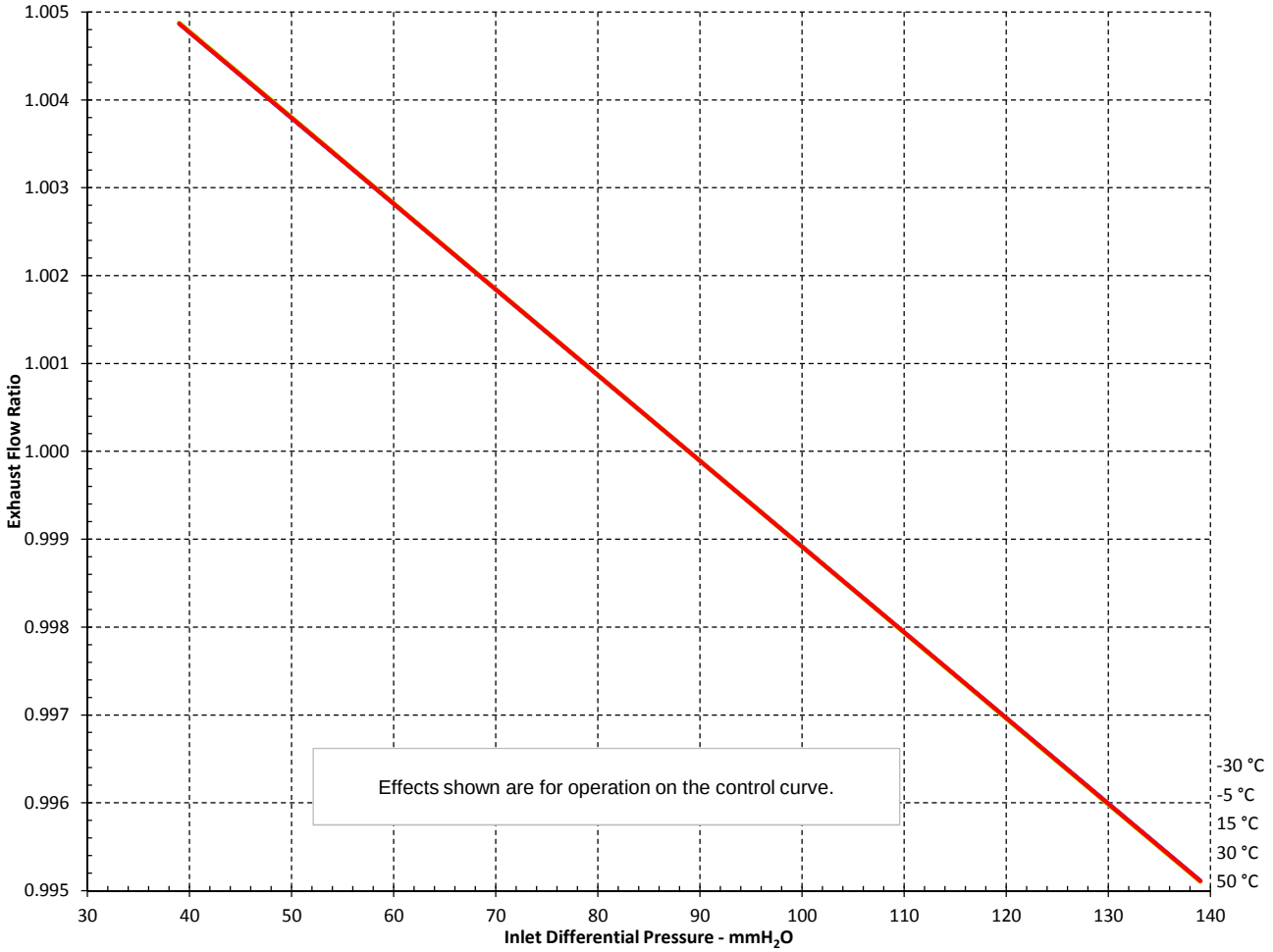
Effect of Inlet Differential Pressure on Exhaust Flow at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 28

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

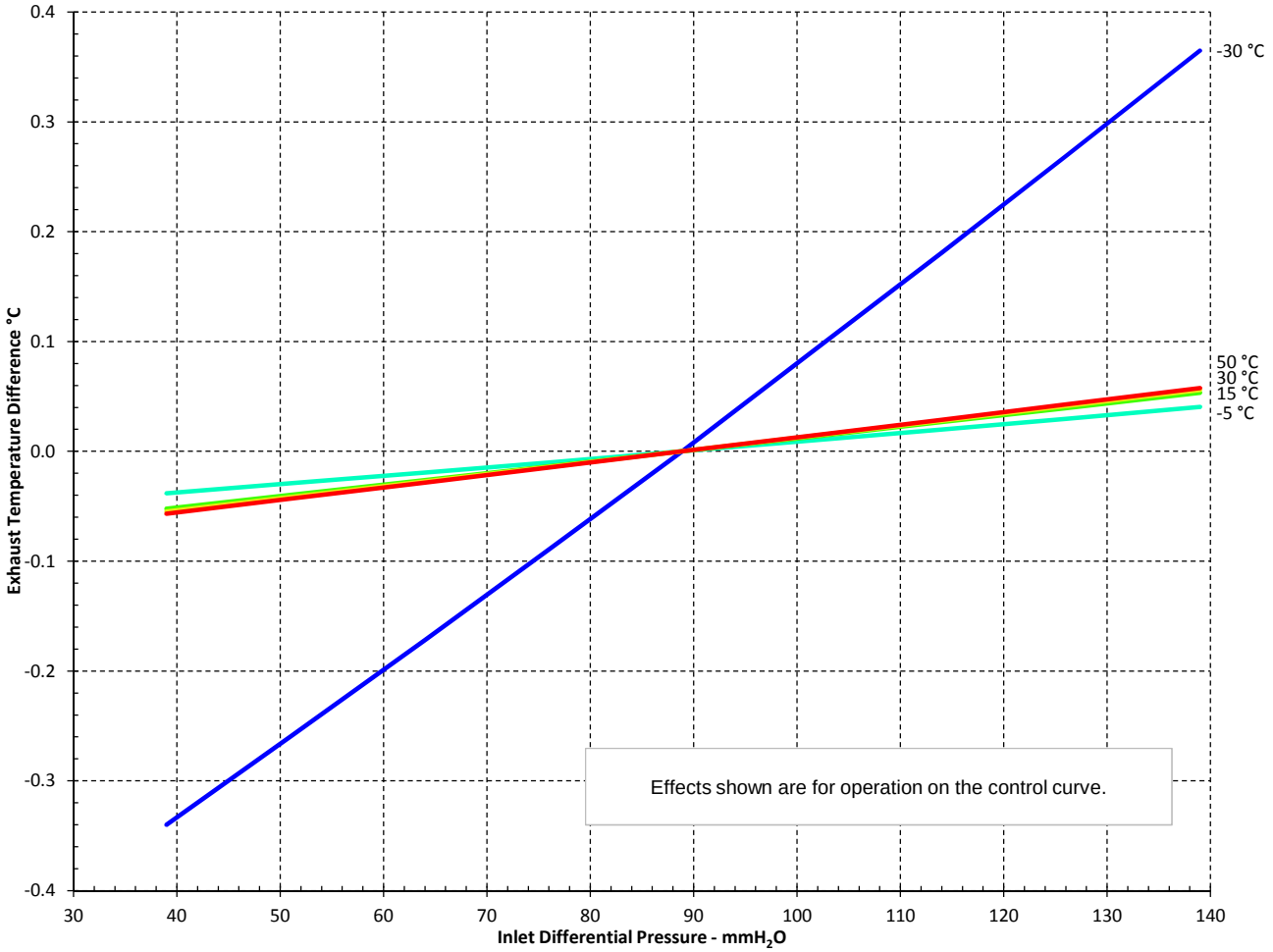
Effect of Inlet Differential Pressure on Exhaust Temperature at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 29

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

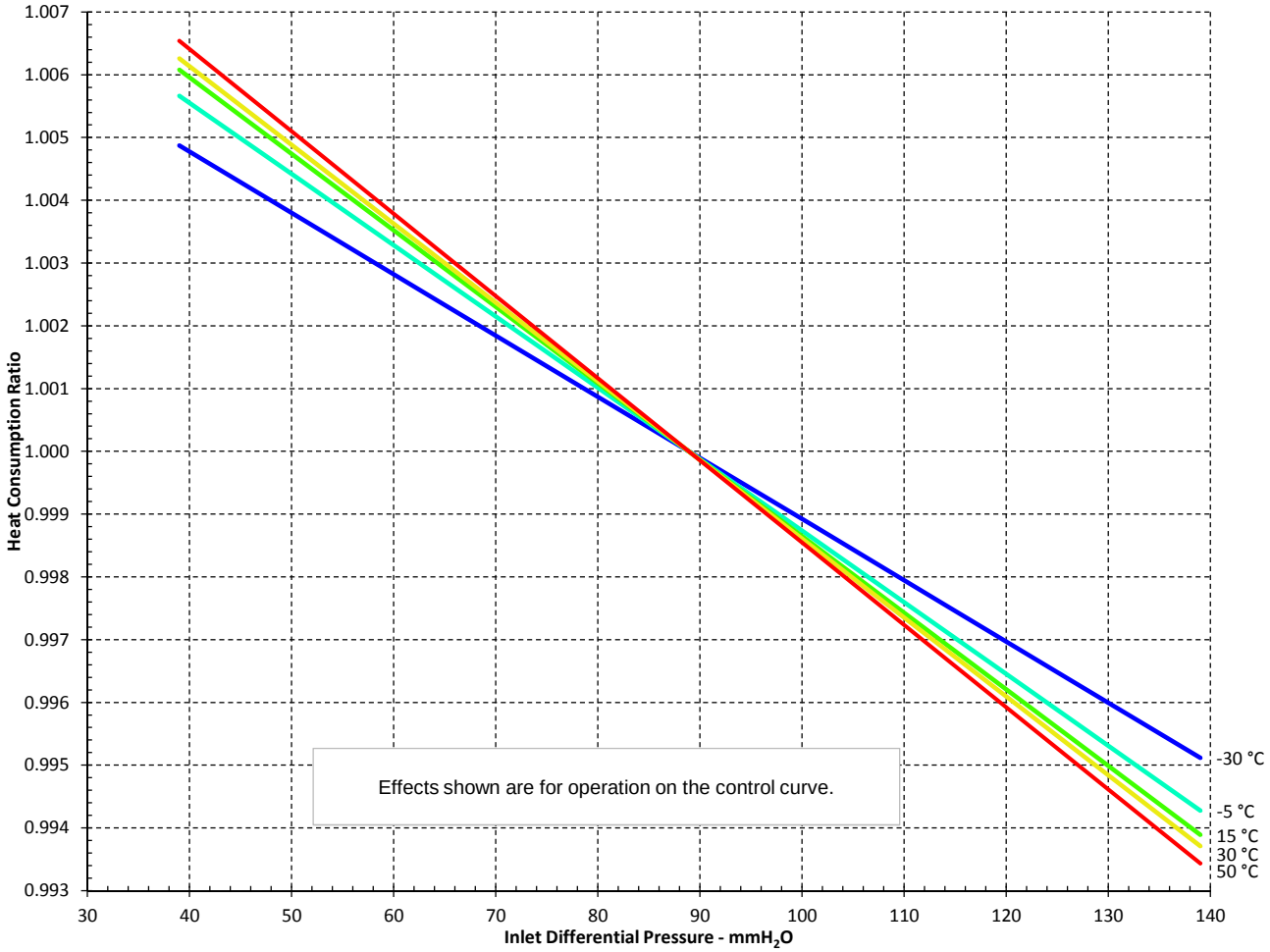
Effect of Inlet Differential Pressure on Heat Consumption at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 30

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

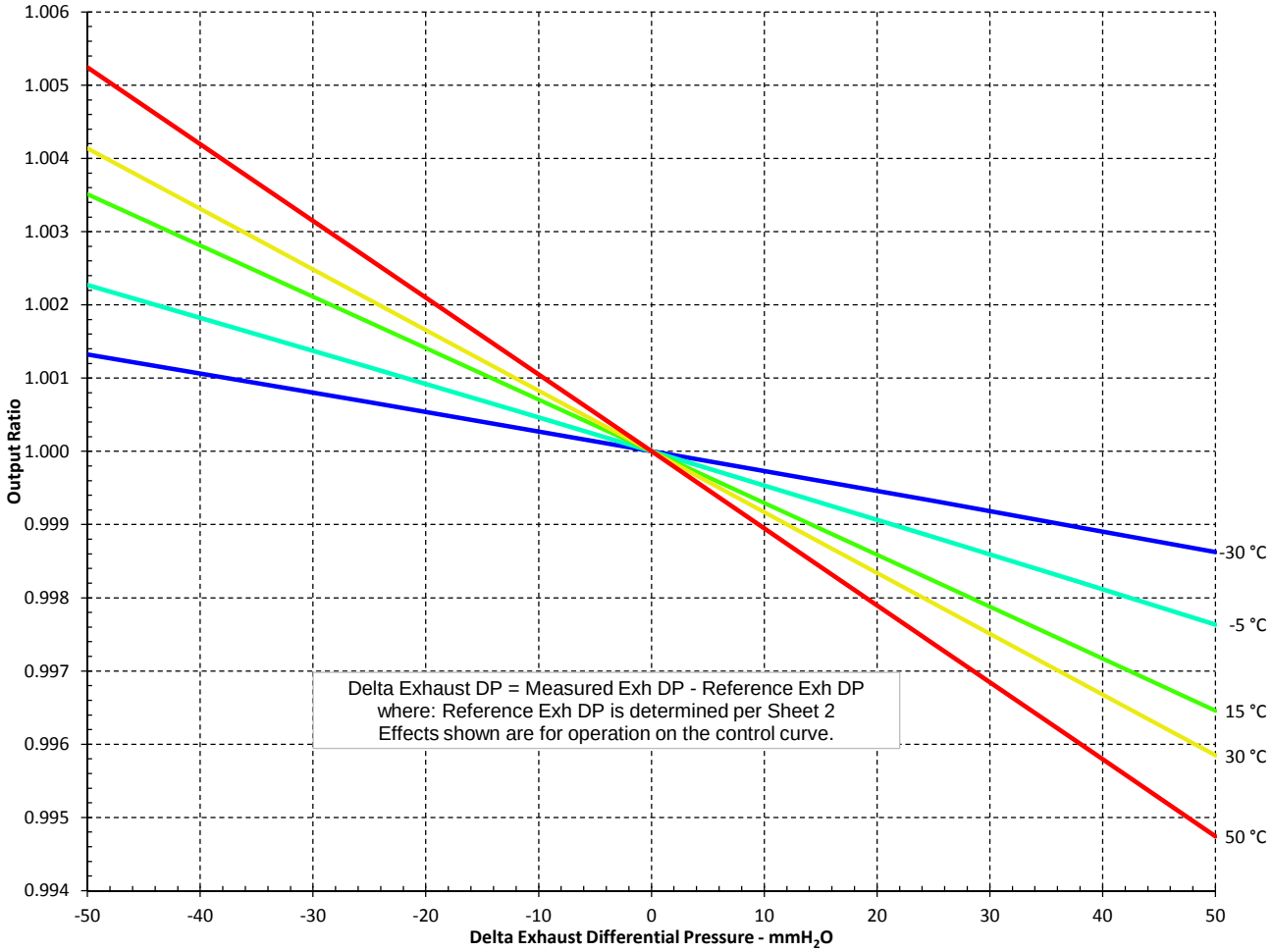
Effect of Exhaust Pressure on Output at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 31

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

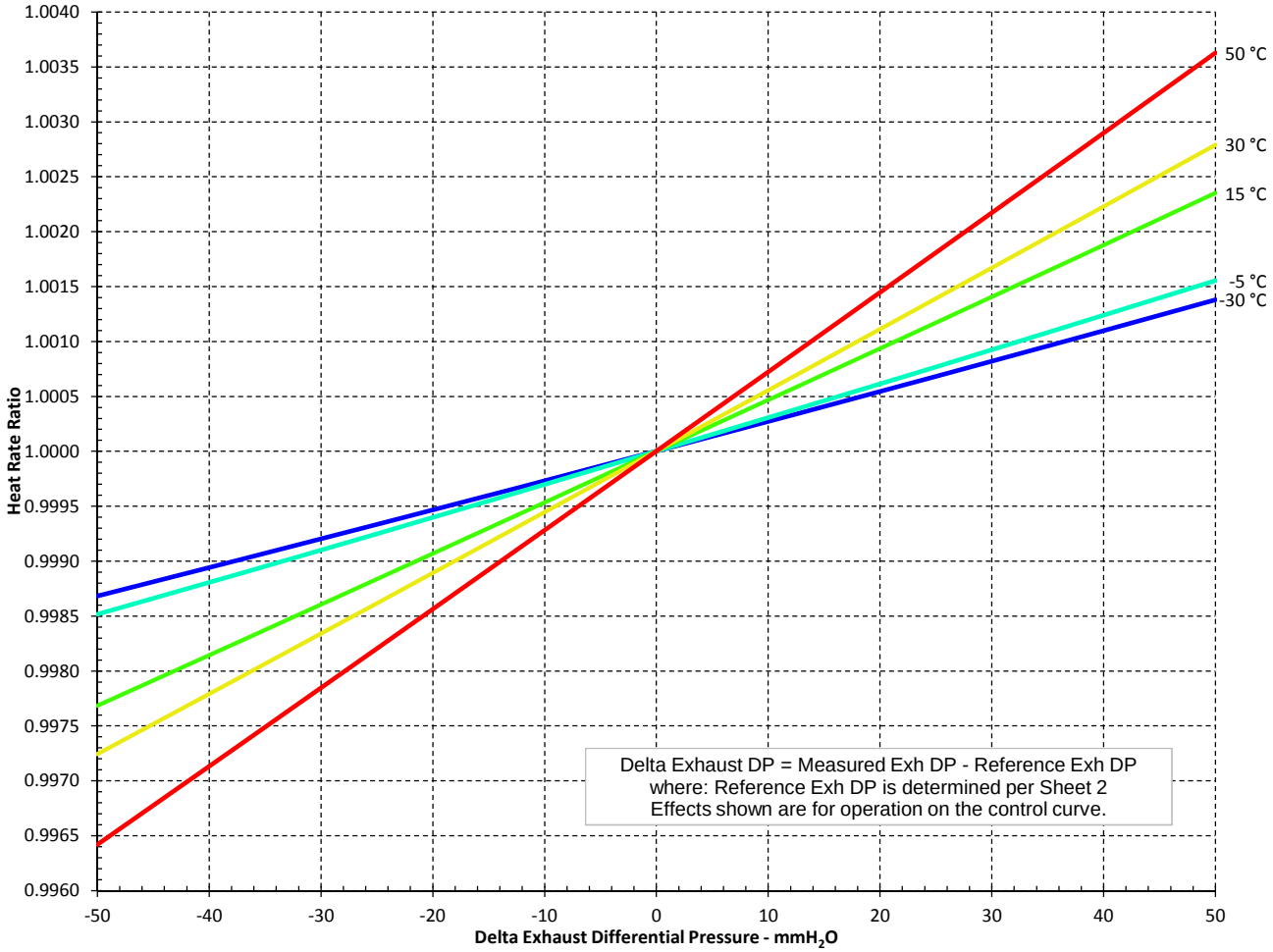
Effect of Exhaust Pressure on Heat Rate at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 32

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

General Electric Model 9E Gas Turbine
9E AGP Standard Curves : Standard Combustion - Distillate

Estimated Performances

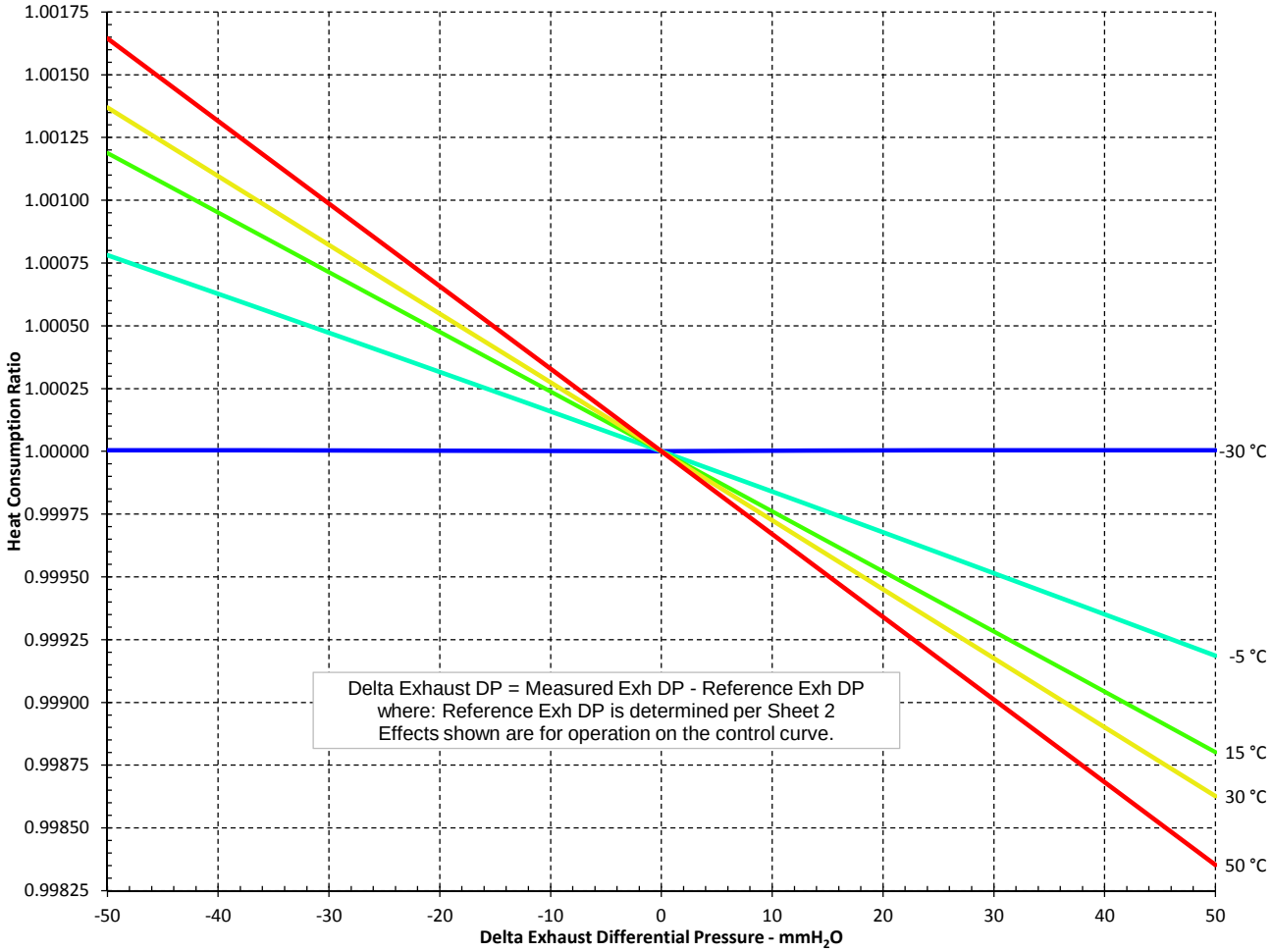
Effect of Exhaust Pressure on Heat Consumption at Different Ambient Temperatures

Design Values Referenced on 111T3760 - - - Sheet 1

Fuel: Liquid

Mode: Base

Gas Turbine Generator(s) ONLY



Created by:	Verified by:	Approved by:	
Starzyk, Gaétan	Cousin, Rémi	Sesmat, Alexis	111T3760 - -
05 Feb. 2014			Sheet 34

This document contains GE proprietary information and may not be used or disclosed to others except with written permission of the GE company.

GE Proprietary Information - Class II (Internal) US EAR - NLR

16.3.APÉNDICE PROTOCOLO DE ANÁLISIS DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE GAS – GN

Cromatografía Candelaria/ Consumo

31-mar-19

	Gravedad Específica	Poder Calorífico Superior	Composición																			
			H20	H2	He	N2	CO2	H2S	Metano	Etano	Propano	Iso-Butano	n-Butano	Iso-Pentano	n-Pentano	Hexano	Heptano	Octano	Nonano	Decano	Total	Diferencia
	[]	[kCal/m3]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]	[%]
01-04-2019 5:00	0,6085	9420,28	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,150	4,705	0,906	0,179	0,180	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
01-04-2019 4:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
01-04-2019 3:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
01-04-2019 2:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
01-04-2019 1:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
01-04-2019 0:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 23:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 22:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 21:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 20:00	0,6085	9420,52	0,000	0,000	0,000	0,555	1,201	0,000	92,147	4,707	0,907	0,179	0,181	0,048	0,033	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 19:00	0,6096	9436,27	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,593	0,966	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 18:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 17:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 16:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 15:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 14:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 13:00	0,6096	9436,49	0,000	0,000	0,000	0,556	1,194	0,000	92,149	4,591	0,967	0,193	0,200	0,056	0,039	0,055	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 12:00	0,6106	9431,05	0,000	0,000	0,000	0,588	1,257	0,000	92,081	4,511	0,997	0,200	0,211	0,059	0,040	0,054	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 11:00	0,6077	9410,85	0,000	0,000	0,000	0,568	1,186	0,000	92,359	4,453	0,933	0,185	0,188	0,051	0,034	0,043	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 10:00	0,6054	9371,67	0,000	0,000	0,000	0,571	1,214	0,000	92,638	4,300	0,831	0,164	0,165	0,045	0,030	0,042	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 9:00	0,6018	9295,88	0,000	0,000	0,000	0,600	1,308	0,000	93,131	3,925	0,669	0,129	0,135	0,038	0,026	0,038	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 8:00	0,6010	9282,52	0,000	0,000	0,000	0,603	1,319	0,000	93,229	3,859	0,638	0,123	0,130	0,037	0,025	0,038	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 7:00	0,6008	9277,94	0,000	0,000	0,000	0,604	1,322	0,000	93,266	3,833	0,628	0,121	0,128	0,036	0,025	0,038	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
31-03-2019 6:00	0,6005	9273,83	0,000	0,000	0,000	0,605	1,325	0,000	93,298	3,810	0,618	0,119	0,126	0,036	0,025	0,037	0,000	0,000	0,000	0,000	100,00	0,00
Promedio	0,607	9400,163	0,0000	0,0000	0,0000	0,5657	1,2205	0,0000	92,3551	4,4958	0,8812	0,1741	0,1787	0,0491	0,0335	0,0459	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		
Maximo	0,611	9436,488	0,0000	0,0000	0,0000	0,6050	1,3250	0,0000	93,2982	4,7073	0,9975	0,2000	0,2115	0,0590	0,0402	0,0549	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		
Mínimo	0,601	9273,834	0,0000	0,0000	0,0000	0,5547	1,1861	0,0000	92,0815	3,8099	0,6180	0,1195	0,1261	0,0361	0,0246	0,0373	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000		

	Volumen	Energía
01-04-2019 5:00	0,071	0,071
01-04-2019 4:00	0,000	0,000
01-04-2019 3:00	0,000	0,000
01-04-2019 2:00	0,000	0,000
01-04-2019 1:00	0,000	0,000
01-04-2019 0:00	0,000	0,000
31-03-2019 23:00	0,000	0,000
31-03-2019 22:00	0,000	0,000
31-03-2019 21:00	9,392	9,517
31-03-2019 20:00	73,643	74,621
31-03-2019 19:00	74,792	75,912
31-03-2019 18:00	73,819	74,925
31-03-2019 17:00	73,592	74,695
31-03-2019 16:00	73,400	74,500
31-03-2019 15:00	73,476	74,578
31-03-2019 14:00	74,327	75,442
31-03-2019 13:00	75,513	76,645
31-03-2019 12:00	76,102	77,198
31-03-2019 11:00	76,585	77,522
31-03-2019 10:00	77,142	77,760
31-03-2019 9:00	78,237	78,226
31-03-2019 8:00	19,961	19,931
31-03-2019 7:00	0,010	0,010
31-03-2019 6:00	0,000	0,000
Total	**930,061**	**941,553**

COMBUSTIBLE LÍQUIDO – DIESEL

OTI Chile - Laboratorio
Los Castaños 1100, La Greda, Puchuncaví
Fono: (56) (2) 3671732 ; E-mail: jherrera@otihdl.com
Empresa Certificada ISO 9001:2008 por ABS con certificado # 39144

Cliente	:	**COLBUN S.A.**
Dirección	:	**CAMINO VECINAL S/N PARCELA 14B SAN FCO. DE MOSTAZAL**
Ref. Cliente	:	**SELLO 6984 / 6985**
Nuestra Ref.	:	**OTICH19-20084 / 3501**
Lugar	:	**CENTRAL TERMOELECTRICA CANDELARIA**
Producto(1)	:	**PETROLEO DIESEL GRADO A1**
Muestra Obtenida por(2)	:	**OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.**
Muestra obtenida de	:	**ESTANQUE ALMACENAMIENTO 2000 M^3**
Fecha de Muestreo	:	**27-03-2019**
Analizada por	:	**OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.**
Fecha de Informe	:	**09-04-2019**

REPORTE DE ANALISIS

Prueba	Unidades	Métodos	Especificaciones	Resultados
Viscosidad Cinemática a 37,8°C	cSt	ASTM D445-18	5,8 máx.	**3,314**
Gravedad Específica 15,6°C	-	ASTM D1298-12b (17)	Informar	**0,8378**
Contenido de Humedad R.K.F.(4)	ppm	ASTM E203-16	Informar	**60**
Color	N°	ASTM D1500-12 (17)	Informar	**0,5**
Agua y Sedimentos	% v/v	ASTM D1796-11 (16)	0,1 máx.	**0,00**
Partículas Contaminantes	mg/gal.	ASTM D6217-18	Informar	**1,30**
Punto de Inflamación	°C	ASTM D93-18	Informar	**61,0**
Destilación, Temp 90 % rec.	°C	ASTM D86-18	338 máx.	**329,0**
Punto de Escurrimiento	°C	ASTM D97-17b	<7 t° amb. mín.	**-18**
Cenizas	ppm	ASTM D482-13	100 máx.	**0,0011**
Sodio - Potasio(4)	ppm	ASTM D3605-17	1,0 máx.	**<0,1**
Plomo	ppm	ASTM D3605-17	1,0 máx.	**<0,1**
Vanadio	ppm	ASTM D3605-17	0,5 máx.	**<0,1**
Calcio	ppm	ASTM D3605-17	2,0 máx.	**<0,1**
Hierro(4)	ppm	E.A.A.	Informar	**<0,1**
Cenizas + Vanadio	ppm	Calculado	Informar	**11**
Residuo Carbón Ramsbottom, 10 % Res.(4)	% m/m	ASTM D524-15	0,25 máx.	**0,05**
Residuo Carbón Conradson, 10 % res.	% m/m	ASTM D189-06 (14)	Informar	**0,01**
Azufre	% m/m	ASTM D4294-16e1	1,0 máx.	**0,0009**
Hidrógeno(3)(4)	% m/m	ASTM D5291-16	12,7 mín.	**14,14**
Aromaticos Totales(4)	% Vol.	ASTM D1319-18	Informar	**22,9**
Poder Calorífico Superior	Kcal/Kg	ASTM D4868-17	Informar	**10927**
Poder Calorífico Inferior	Kcal/Kg	ASTM D4868-17	Informar	**10249**
Indice de Cetano	N°	ASTM D976-06 (16)	Informar	**51,5**
Partículas > 4 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**246**
Partículas > 6 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**134**
Partículas > 10 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**50**
Partículas > 14 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**22**
Partículas > 20 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**8**
Partículas > 30 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**2**
Partículas > 50 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**0**
Partículas > 100 µm	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	Informar	**0**
Código ISO	ISO Class	ISO 4406-99	Informar	**15/14/12**
Código NAS 5-15 µm	NAS Class	SAE AS 4059	Informar	**7**

Observaciones:

Análisis desarrollados de acuerdo a Protocolo GE 41047k

(1) Descrito según el cliente
(2) Los análisis reportados corresponden a la muestra suministrada al laboratorio por (ver arriba "Muestra obtenida por")
(3) Ensayo Sub Contratado
(4) Ensayo no se encuentra dentro del alcance de Acreditación.

Este reporte de análisis no puede ser reproducido total o parcialmente sin la autorización por escrito de OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.

OTI Chile - Laboratorio
Los Castaños 1100, La Greda, Puchuncaví
Fono: (56) (2) 3671732 ; E-mail: jherrera@otihdl.com
Empresa Certificada ISO 9001:2008 por ABS con certificado # 39144

FECHA DE EJECUCION DE ANALISIS

Prueba	Unidades	Métodos	Inicio	Termino
Viscosidad Cinemática a 37,8°C	cSt	ASTM D445-18	03-04-2019	03-04-2019
Gravedad Específica 15,6°C	-	ASTM D1298-12b (17)	03-04-2019	03-04-2019
Contenido de Humedad R.K.F.	ppm	ASTM E203-16	04-04-2019	04-04-2019
Color	N°	ASTM D1500-12 (17)	03-04-2019	03-04-2019
Agua y Sedimentos	% v/v	ASTM D1796-11 (16)	03-04-2019	03-04-2019
Partículas Contaminantes	mg/gal.	ASTM D6217-18	03-04-2019	03-04-2019
Punto de Inflamación	°C	ASTM D93-18	04-04-2019	04-04-2019
Destilación, Temp 90 % rec.	°C	ASTM D86-18	03-04-2019	03-04-2019
Punto de Escurrimiento	°C	ASTM D97-17b	04-04-2019	04-04-2019
Cenizas	ppm	ASTM D482-13	08-04-2019	08-04-2019
Elementos (Na, K, Pb, V, Ca, Fe)	ppm	ASTM D3605-17	09-04-2019	09-04-2019
Residuo Carbón Ramsbottom, 10 % Res.	% m/m	ASTM D524-15	08-04-2019	08-04-2019
Residuo Carbón Conradson, 10 % res.	% m/m	ASTM D189-06 (14)	08-04-2019	08-04-2019
Azufre	% m/m	ASTM D4294-16e1	09-04-2019	09-04-2019
Hidrógeno	% m/m	ASTM D5291-16	09-04-2019	09-04-2019
Aromaticos Totales	% Vol.	ASTM D1319-18	09-04-2019	09-04-2019
Calor de Combustión Bruto y Neto	Kcal/Kg	ASTM D4868-17	09-04-2019	09-04-2019
Indice de Cetano	N°	ASTM D976-06 (16)	03-04-2019	03-04-2019
Conteo Automático de Partículas Solidas	Partículas/ml	Mesh Pore Blockage	03-04-2019	03-04-2019
Codificación de Limpieza	ISO Class	ISO 4406-99	03-04-2019	03-04-2019
Codificación de Limpieza	NAS Class	SAE AS 4059	03-04-2019	03-04-2019

JORGE HERRERA GEDERLINI
GERENTE DE LABORATORIO

16.4. APÉNDICE

EJEMPLO DE HOJA DE DATOS MANUALES

Unidad:		Fecha	
Hora de inicio		Hora de término	
Carga		Intervalo de lectura:	5 minutos

PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO NETO

INSTRUMENTO:	TAG

Lectura N°	Hora [hh:mm]	Valor [unidad]	Lectura N°	Hora [hh:mm]	Valor [unidad]
1					
2					
3					
4					
Registrado por:				FIRMA:	
Representante del Coordinador:				FIRMA:	
Representante de Candelaria:				FIRMA:	
Representante de Flujo Energía:				FIRMA:	

16.5. APÉNDICE
LISTA DE EQUIPOS AUXILIARES

	UNIDAD EN SERVICIO CON COMBUSTIBLE GAS		
Equipo	Sistema	Carga Base	Mínimo Téc
88 WC	Impulsión agua refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 VL	Extractor compartimientos de Gases	x	x
88 TK-1	Ventilador marco de escape	x	x
88 TK-2	Ventilador marco de escape	x	x
88 BT	Ventilador Compartimiento Turbina	x	x
88 VG	Ventilador Compartimiento Carga	x	x
88 JS	Extractor cubículo sistema inyección agua desmi.	x	x
20-P	Bomba Impulsión agua desmineralizada.	x	x
88 WN-1	Bomba inyección agua desmi.	x	x
88 QV-1	Extractor Vahos de Aceites	x	x
88 QV-2	Extractor Vahos de Aceites	x	x
23 HA-1	Calefactor de Espacio Compartimiento Auxiliares	x	x
23 HT-1	Calefactor de Espacio Compartimiento Turbina	x	x

	UNIDAD EN SERVICIO COMBUSTIBLE DIESEL		
Equipo	Sistema	Carga Base	Mínimo Téc
88 WC	Impulsión agua refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 FC	Ventiladores torre refrigeración	x	x
88 VL	Extractor compartimientos de Gases	x	x
88 TK-1	Ventilador marco de escape	x	x
88 TK-2	Ventilador marco de escape	x	x
88 BT	Ventilador Compartimiento Turbina	x	x
88 VG	Ventilador Compartimiento Carga	x	x
88 JS	Extractor cubículo sistema inyección agua desmi.	x	x
20-P	Bomba Impulsión agua desmineralizada.	x	-
88 WN-1	Bomba inyección agua desmi.	x	-
88 QV-1	Extractor Vahos de Aceites	x	x
88 QV-2	Extractor Vahos de Aceites	x	x
88 FD	bomba impulsión combustible Diesel	x	x
23 HA-1	Calefactor de Espacio Compartimiento Auxiliares	x	x
23 HT-1	Calefactor de Espacio Compartimiento Turbina	x	x
23 FH-1	Calefactor inmersión diesel	x	x
23 FH-2	Calefactor inmersión diesel	x	x
23 FH-3	Calefactor inmersión diesel	x	x

16.6. APÉNDICE PROCEDIMIENTO DE MUESTREO DE COMBUSTIBLE

COMBUSTIBLE GAS – GN

TOMADO DESDE DOCUMENTO GENERAL ELECTRIC

COMBUSTIBLE LÍQUIDO – DIESEL

TOMADO DESDE PROCEDIMIENTO SGS

16.7. APÉNDICE
LISTA DE INSTRUMENTOS

INSTRUMENTACIÓN PARA LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECIFICO

Parámetro	Señal	Tipo de Dato	INSTRUMENTO	Cantidad	Ubicación	Unidad	Precisión	Fuente	Referencia
Presión Ambiente	AFPAP	secundario	Transmisor de Presión Absoluta 96AP-1A/1B/1C	3	Línea de Centro TG	mbar	0,5%	mkVI	
Presión Ambiente	P_M	primario	Estación Meteorológica	1	Línea de Centro TG	mbar		Electrónico Manual	PTC-22, 4-2.5
Humedad Ambiente	RH	primario	Estación Meteorológica	1	Casa de Filtro	%		Electrónico Manual	PTC-22, 4-9
Temperatura de Entrada al Compresor	T_{EC}	primario	Sensor de temperatura por resistencia	4	Ducto de Entrada TG	°C		Electrónico Manual	PTC-22, 4-3.2
Temperatura de Entrada al Compresor	CT-IF-1 / CT-IF-2 / CT-IF-3/R	primario	Termopar Características: Tipo K / PT100	3	Ducto de Entrada TG	°C	> _,_ °C	mkVI	
Temperatura del Punto de Rocío en la entrada del Compresor	ITDP	secundario	Transmisor de Punto de Rocío y Temperatura 96RH	1	Cerca de la Entrada a la TG	°C	+/- 0,125°C	mkVI	
Humedad en la Entrada del Compresor	CMHUM	secundario	Cálculo desde las Temperaturas de Bulbo Seco y Punto de Rocío	1	Cerca de la Entrada a la TG	%	+/- 0,25%	mkVI	
Humedad Específica en la Entrada del Compresor	RHUM	primario	Transmisor de Punto de Rocío y Temperatura 96RH	1	Cerca de la Entrada a la TG	%	+/- 0,25%	mkVI	
Caída Total de Presión en la Entrada del Compresor:	AFPCS	primario	Sondas Kiel con transmisor 96CS1	1	Ducto de Entrada TG	mmca	+/- 0,5%	mkVI	
Caída de Presión Estática en la Bellmouth	AFPBD	secundario	Toma de Presión con Transmisor	1	Entrada Bellmouth TG	mmca		mkVI	
Ángulo IGV TG	CSGV	secundario	pickup LVDT	1	IGV	Grados	+/- 0,5%	mkVI	
Flujo de Aire de Entrada al Compresor	AFQ	secundario	Cálculo	1		masa/tiempo o volumen/tiempo		mkVI	

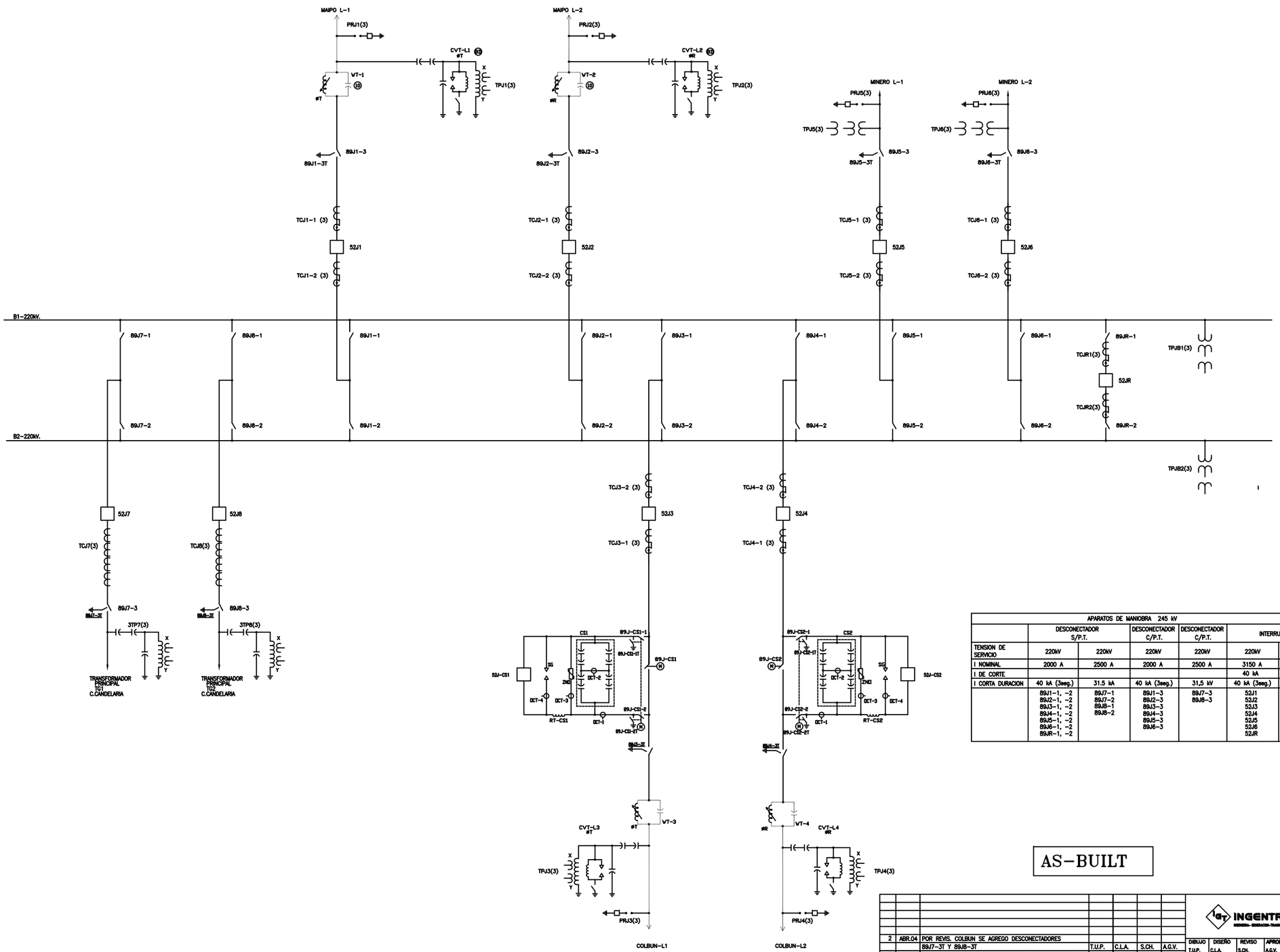
Parámetro	Señal	Tipo de Dato	INSTRUMENTO	Cantidad	Ubicación	Unidad	Precisión	Fuente	Referencia
Presión de Descarga del Compresor	CPD	secundario	96CD-1A, 1B, 1C, tomas de presión con transmisor	3	Descarga del Compresor	bar	+/- 0,5%	mkVI	
Relación de Compresión	CPR	secundario	Cálculo	1				mkVI	
Temperatura de Descarga del Compresor	CTD	secundario	Termopar	2	Descarga del Compresor	°C		mkVI	
Horas de Fuego Totales	TFT_T	secundario	Cálculo	1		h		mkVI	
Temperatura Wheels space 1st Fwd Inner:	TTWS1FI1 TTWS1FI2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Temperatura Wheels Space 1st after:	TTWS1AO1 TTWS1AO2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Temperatura Wheels space 2nd fwd:	TTWS2FO1 TTWS2FO2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Temperatura Wheels space 2nd after	TTWS2AO1 TTWS2AO2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Temperatura Wheels space 3rd fwd.	TTWS3FO1 TTWS3FO2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Temperatura Wheels space 3rd after:	TTWS3AO1 TTWS3AO2	secundario	Termopar Tipo K	2	Wheelspace TG	°C	-	mkVI	
Velocidad del Eje	TNH_V	primario	Pickup de velocidad	1	Eje TG	rpm	+/- 1%	mkVI	PTC-22, 4-8
Temperatura gases de escape:	TTXM	secundario	TT-XD – 1 a 24	24	Difusor de Escape	°C	+/- 3°C	mkVI	PTC-22, 4-3.3
Coeficiente de temperatura de escape	TTKXCOEF	secundario	Calculado	1		[-]	-	mkVI	
Spread de temperaturas de escape	TTXSP1	secundario	Calculado			°C	-	mkVI	
Contrapresión de Escape TG	$P_{S(exh)}$	primario	sonda pancake con transmisor de precisión	1	Difusor de Escape TG	mmca	+/- 1 mmca	mkVI	

Parámetro	Señal	Tipo de Dato	INSTRUMENTO	Cantidad	Ubicación	Unidad	Precisión	Fuente	Referencia
					Plano de Salida				
Potencia Bruta del Generador:	DWATT	secundario	Transductor de potencia	1	Terminales del Generador	MW		mkVI	
Frecuencia del Generador	DF	secundario	Transductor de potencia	1	Terminales del Generador	Hz		mkVI	
Factor de Potencia del Generador	DPF	primario	Cálculo	1	Terminales del Generador	[-]		mkVI	
Flujo de Combustible Gas	FQG	primario	Cálculo	1				mkVI	
Flujo de Combustible Diesel		primari	Flujómetro	1	Módulo Forwarding			Electrónico Manual	
Presión del Flujo de Gas	FPG1	primario	Toma del Flange con Transmisor	1	Modulo de Accesorios Compart. Gas	bar		mkVI	
Presión del Flujo de Gas	FPG0	primario	Toma del Flange con Transmisor	1	Sección de la Placa Orificio	bar		Electrónico Manual	PTC-22, 4-4.3.1
Presión Diferencial de la Placa Orificio	FDG0	primario	Toma del Flange con Transmisor	1	Placa Orificio	bar		Electrónico Manual	
Temperatura del Flujo de Gas @en la frontera de la prueba	FTG_{sb}	primario	Sensor de Temperatura	3	Modulo de Accesorios Compart. Gas	°C		mkVI	PTC-22, 4-3.4
Temperatura del Flujo de Gas @ en el flujómetro	FTG0	primario	Sensor de Temperatura	3	Sección de la Placa Orificio	°C		Electrónico Manual	PTC-22, 4-3.4
Duración de la Prueba	T	secundario	Cronómetro	1				Electrónico	PTC-22, 4-11.1
Muestreo de Gas/Diesel		primario	Botellas especiales		Aguas Arriba del Flujómetro			Manual	PTC-22, 4-4.7

Parámetro	Señal	Tipo de Dato	INSTRUMENTO	Cantidad	Ubicación	Unidad	Precisión	Fuente	Referencia
Análisis de Gas		primario	Cromatógrafo en línea	1				mkVI	PTC-22, 4-4.4
Flujo Másico de Inyección de Agua	WQ	secundario	Cálculo	1	Módulo de Inyección de Agua			mkVI	PTC-22, 4-11.2
Factor de flujo critico válvula IBH	CSXT	secundario	Calculado				-	mkVI	
Potencia del Generador		Primario	Medidor Temporal	1	Bornes del Generador	kW o kWh		Electrónico Manual	
Voltaje del Generador GT		secundario	Medidor Temporal	1	Bornes del Generador	kW o kWh		Electrónico Manual	
Corriente del Generador GT		secundario	Medidor Temporal	1	Bornes del Generador	kW o kWh		Electrónico Manual	
Factor de Potencia del Generador		primario	Medidor Temporal	1	Terminales del Generador	[-]		Electrónico Manual	
Potencia Neta – Subestación Candelaria		primario	Medidor de Facturación ION 7650 PJ-0911A501-02		Terminales del Generador	kW	+/- 0,2%	medición registrada en formato electrónico	

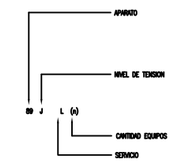
16.8. APÉNDICE
DIAGRAMA UNILINEAL

16.9. APÉNDICE ESQUEMA DE MEDICIONES PRINCIPALES



AS-BUILT

NOMENCLATURA DE DESIGNACION DE EQUIPOS



52 INTERRUPTOR DE PODER
89 DESCONECTADOR
TC TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
CA CONDENSADOR DE ACOPLAMIENTO
PR PARARRAYO

J: 220 kV
H: 110 kV
D: 1 a 10 kV
C: 11 a 15 kV
B: 60 kV
SA: 380/220 VOLTS

T: TRANSFORMADOR O AUTOTRANSFORMADOR
R: ACOPLADOR DE BARRAS

PARARRAYOS DE ZnO 245kV (PRJ1, PRJ2, PRJ3, PRJ4, PRJ5, PRJ6)	
TENSION DE SERVICIO:	220 kV
TENSION NOMINAL	198 kV
TENSION PERMANENTE MAXIMA DE OPERACION	142 kV
CORRIENTE DE DESCARGA NOMINAL	10kA (8-20us)

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 245 kV

TENSION DE SERVICIO: 220 kV

RELACION: 2000-1000/1-1-1-1A (TCJ1, TCJ2, TCJ3, TCJ4, TCJ5, TCJ6, TCJR)
(VER RAZONES CONECTADAS EN DIAG. UNILINEALES DE PROT. Y CONTROL)

NUCLEO					
TCJX-1	TCJX-2	UTILIZACION	BURDEN	CLASE	FACTOR N
1	4	PROTECCION	15VA	5P	> 20
2	3	PROTECCION	15VA	5P	> 20
3	2	PROTECCION	15VA	5P	> 20
4	1	MEDICION	10VA	0.2M	< 5 @ 1000A < 10 @ 2000A

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE 245 kV

TENSION DE SERVICIO: 220 kV

RELACION: 500-1000-2000-/5/5/5/5A (TCJ7-TCJ8)
(VER RAZONES CONECTADAS EN DIAG. UNILINEALES DE PROT. Y CONTROL)

NUCLEO					
TCJ7	TCJ8	UTILIZACION	BURDEN	CLASE	FACTOR N
1	1	PROTECCION	15VA	TPZ 10P	> 20
2	2	PROTECCION	15VA	TPZ 10P	> 20
3	3	PROTECCION	15VA	TPZ 10P	> 20
4	4	MEDICION	15VA	0.2M	FS ≤ 5

TRANSFORMADORES DE POTENCIAL 245 kV

TENSION DE SERVICIO: 220 kV

TIPO:	MAGNETICO (TPJ5, TPJ6)		
RELACION:	PRIMARIA 230/√3	SECUNDARIA 0,115/√3 - 0,115/√3 kV	
SECUNDARIO	UTILIZACION	BURDEN	CLASE
	MEDICION	100VA	0,2
	PROTECCION	200VA	3P
TIPO:	MAGNETICO (TPJB1, TPJB2)		
RELACION:	PRIMARIA 230/√3	SECUNDARIA 0,115/√3 - 0,115 kV	
SECUNDARIO	UTILIZACION	BURDEN	CLASE
	MEDICION	100VA	0,2
	PROTECCION	200VA	3P
TIPO:	CAPACITIVO (TPJ1, TPJ2, TPJ3, TPJ4, TPJ7, TPJ8)		
RELACION:	PRIMARIA 230/√3	SECUNDARIA 0,115/√3 - 0,115/√3 kV	
SECUNDARIO	UTILIZACION	BURDEN	CLASE
Y	MEDICION	100VA	0,2
X	PROTECCION	200VA	3P

APARATOS DE MANIOBRA 245 kV

	DESCONECTADOR S/P.T.		DESCONECTADOR C/P.T.	DESCONECTADOR C/P.T.	INTERRUPTOR	
TENSION DE SERVICIO	220kV	220kV	220kV	220kV	220kV	220kV
I NOMINAL	2000 A	2500 A	2000 A	2500 A	3150 A	4000 A
I DE CORTE					40 kA	40 kA
I CORTA DURACION	40 kA (3seg.)	31.5 kA	40 kA (3seg.)	31,5 kV	40 kA (3seg.)	40 kA (3seg.)
	89J1-1, -2 89J2-1, -2 89J3-1, -2 89J4-1, -2 89J5-1, -2 89J6-1, -2 89JR-1, -2	89J7-1 89J7-2 89J8-1 89J8-2	89J1-3 89J2-3 89J3-3 89J4-3 89J5-3 89J6-3	89J7-3 89J8-3	52J1 52J2 52J3 52J4 52J5 52J6 52JR	52J7 52J8

BANCO DE CONDENSADORES SERIE (CS1, CS2)

MVAR (x FASE)	Xc	VOLTAJE NOMINAL	INTENSIDAD NOM.
252	39.5 Ohms	57.6 kV	1458 A

VARISTORES BANCO DE CONDENSADORES (ZNO-1, ZNO-2)

VOLTAJE NOMINAL	DESCARGA	INTENSIDAD PEAK
179.2 kV	9.6 M Joule	13.2 kA

autokumpu

DIBUJO	P.MORBELLI G.	ESCALA	S/ESC.
PROYECTO	F. CASTILLO	PROYECTO No. :	P-3670
REVISO	J.C. BERASAIN	PLANO No.	EL-PL-200-001
APROB. 1	S. MOSCOSO B.	REV.	1
APROB. 2			

N°	FECHA	MODIFICACIONES	DIBUJO	DISEÑO	REVISO	APROBO
2	ABR.04	POR REVIS. COLBUN SE AGREGO DESCONECTADORES 89J7-3T Y 89J8-3T	T.U.P.	C.L.A.	S.CH.	A.G.V.
1	FEB.04	SE AGREGO ALIMENTADORES. J7 Y J8 A. C. CANDELARIA	T.U.P.	C.L.A.	S.CH.	A.G.V.

INGENTRA INGENIERIA-GENERACION-TRANSMISION

DIBUJO	DISEÑO	REVISO	APROBO	ESCALA
T.U.P.	C.L.A.	S.CH.	A.G.V.	S/E

PLANO N° COL42-5LJP-51-001-00 | MOD. 2 | FECHA FEB.04

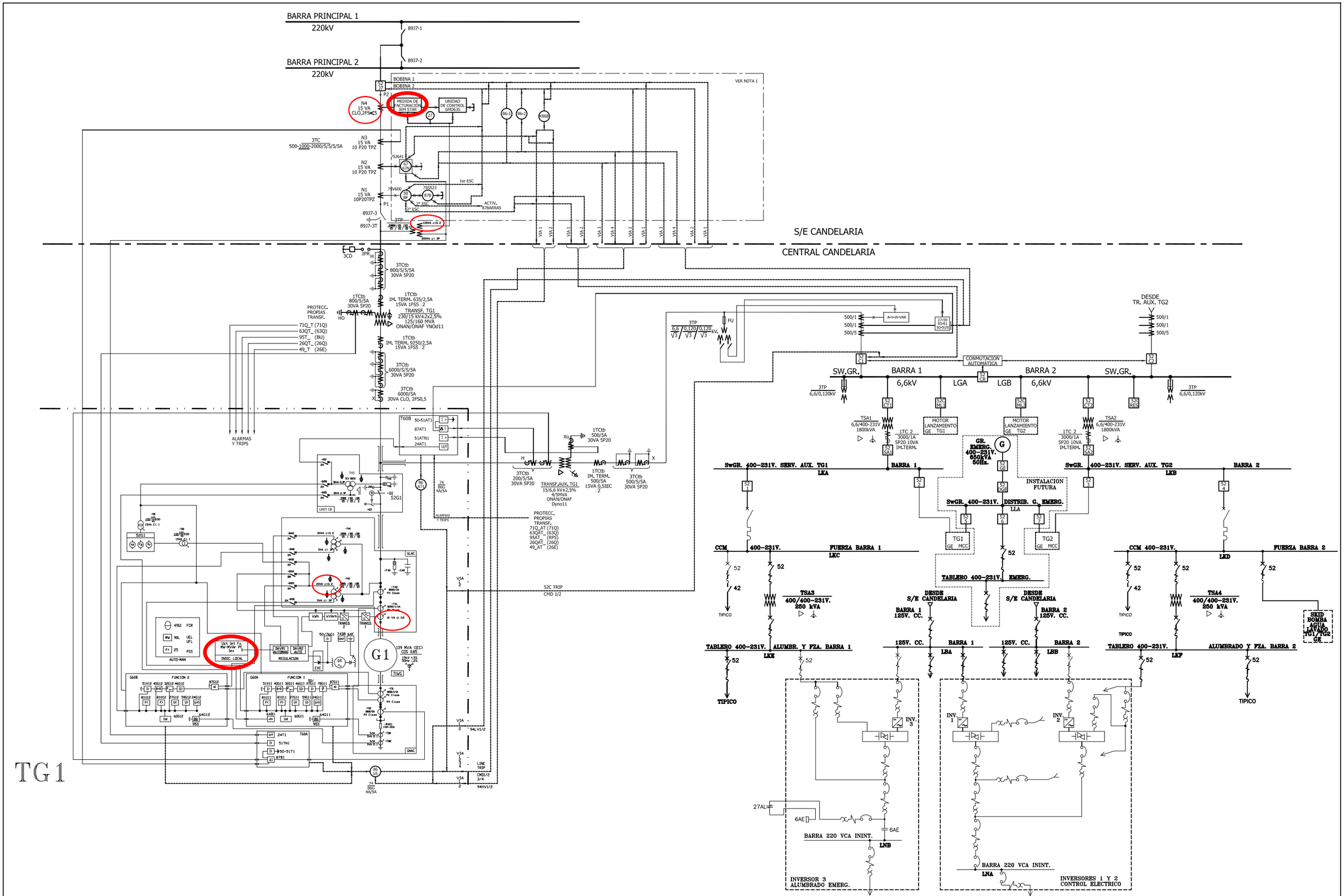
COLBUN S.A.

PROYECTO: SUMINISTRO TENIENTE

OBRA: S/E LA CANDELARIA 220 kV.

DETALLE: S/E LA CANDELARIA UNILINEAL GENERAL 220kV.

DIBUJO	PROYECTO	CONTROLO J.CH.	APROBO G.M.A.	FECHA MAY/2002	PLANO N SCA13-5-02e-0011	REV. 2



NOTAS

1.- PARA LA SUBESTACION CANDELARIA, LAS ACCIONES DE TRIPS REPRESENTADAS SON PARCIALES. LA TOTALIDAD DE LAS ACCIONES, ESTAN INDICADAS EN LOS DIAGRAMAS UNILINEALES DE LA SUBESTACION.

N°	FECHA	DESCRIPCION	DIBUJO	DISEÑO	REVISO	APROBO
J	30.09.2004	ACTUALIZADO CONFORME A REUNION DE SEPT. CON GE	J.T.R.	C.L.A.	S.CH.	J.M.Q.
H	25.06.2004	ACTUALIZADO POR INCORP. INVERSORES 1-2-3	T.U.P.	C.L.A.	S.CH.	J.M.Q.
G	26.05.2004	ACTUALIZADO SERVICIOS AUXILIARES 400-231V.	T.U.P.	C.L.A.	S.CH.	J.M.Q.
F	14.04.2004	ACTUALIZADO SUBESTACION Y CENTRAL	J.T.R.	C.L.A.	S.CH.	J.M.Q.
E	15.03.2004	ACTUALIZADO CONFORME A REUNION DE MARZO CON GE	J.T.R.	C.L.A.	S.CH.	A.G.V.

MODIFICACIONES

PLANOS AFINES

INGENTRA

DIBUJO	DISEÑO	REVISO	APROBO	ESCALA
J.T.R.	C.L.A.	S.CH.	J.M.Q.	S/ESC.

PLANO N° COL42-9GEV-51-001-00 MOD. J FECHA MAR-04

COLBUN S.A.

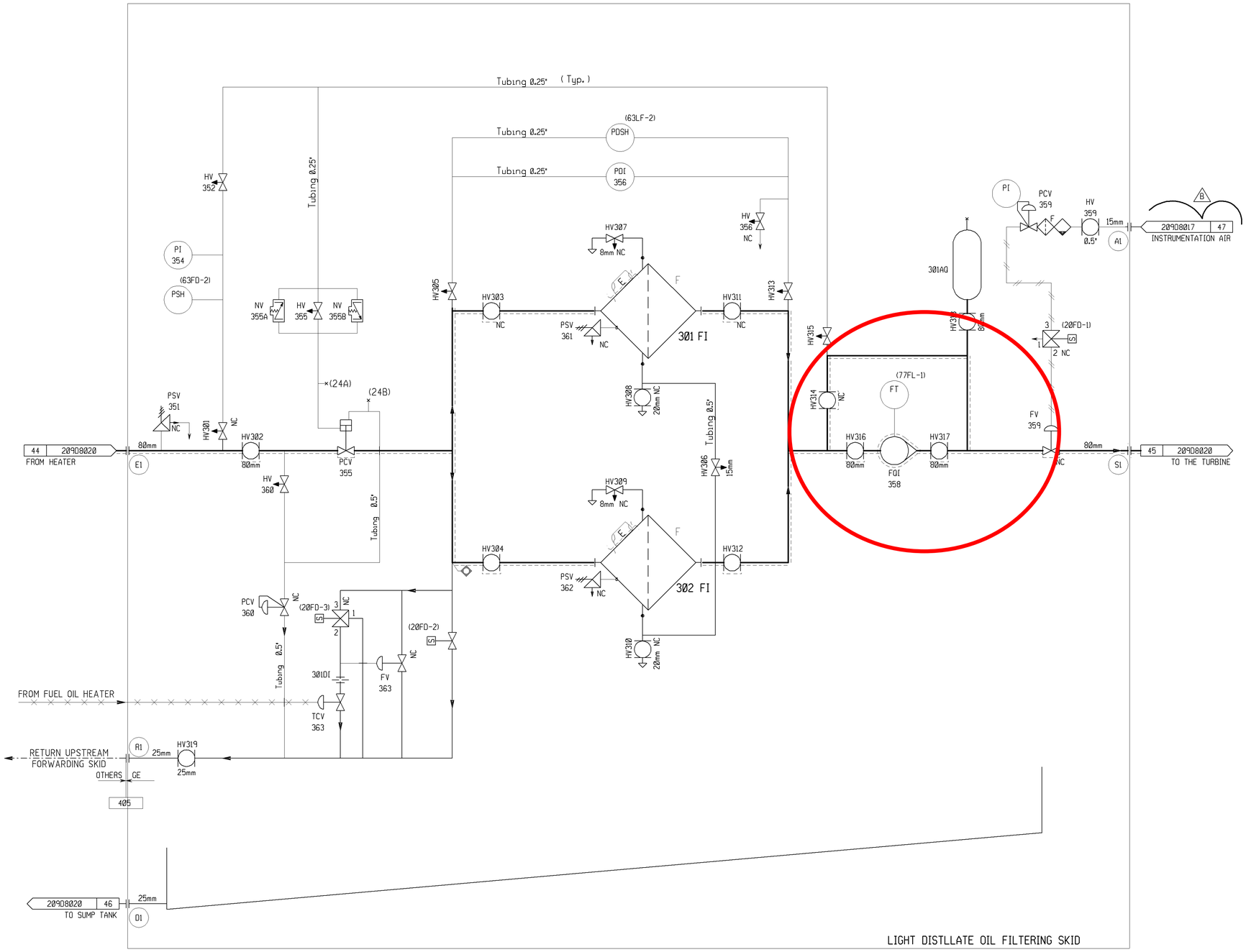
PROYECTO: CENTRAL TERMOELECTRICA CANDELARIA

OBRA: CENTRAL TERMICA 220 kV

DETALLE: DIAGRAMA UNILINEAL TURBINA A GAS 1 PROTECCIONES Y SERVICIOS AUXILIARES

DIBUJO	PROYECTO	CONTROLO	APROBO	FECHA	PLANO N	N ARCHIVO
					02e-01L1	J

FORMAT UTILE :(801 x 554)



ELECTRICAL HEAT TRACING AND INSULATION

SEE GE P.&I. D. SYMBOLS
N° 91-134600

SEE INTERFACES TABLE : 364B4017

01-02 TPF

COLBUN S.A.

CANDELARIA PROJECT

CHILE

2 X TG 9171E

REFERENCE NBER : E0357 2D1 I20 FD 001 REVISION : B

ECH. / SCALE	DATE	08/04/2004	14/04/2004	14/04/2004
None	NOM / NAME	VERDU TONY	ROUSSEL FRANCOIS	TERZAGHI PIERRE
FORMAT/SIZE	VISA	VERDU TONY	ROUSSEL FRANCOIS	TERZAGHI PIERRE
A1		REDIGE / MADE	VERIFIE / CHECKED	APPROUVE / APPROVED

TITRE/TITLE

LIGHT DISTILLATE OIL FILTERING SKID-PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM (P&I D)

LIGHT DISTILLATE OIL FILTERING SKID

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. Il ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated, copied or reproduced without our previous written consent.

GE Energy Products - Europe

GE Energy Products France SNC

N° 209D8024 Rév. B

SHT. N 1/1

INSTRUCTION DE MODIFICATION IM-2004002799

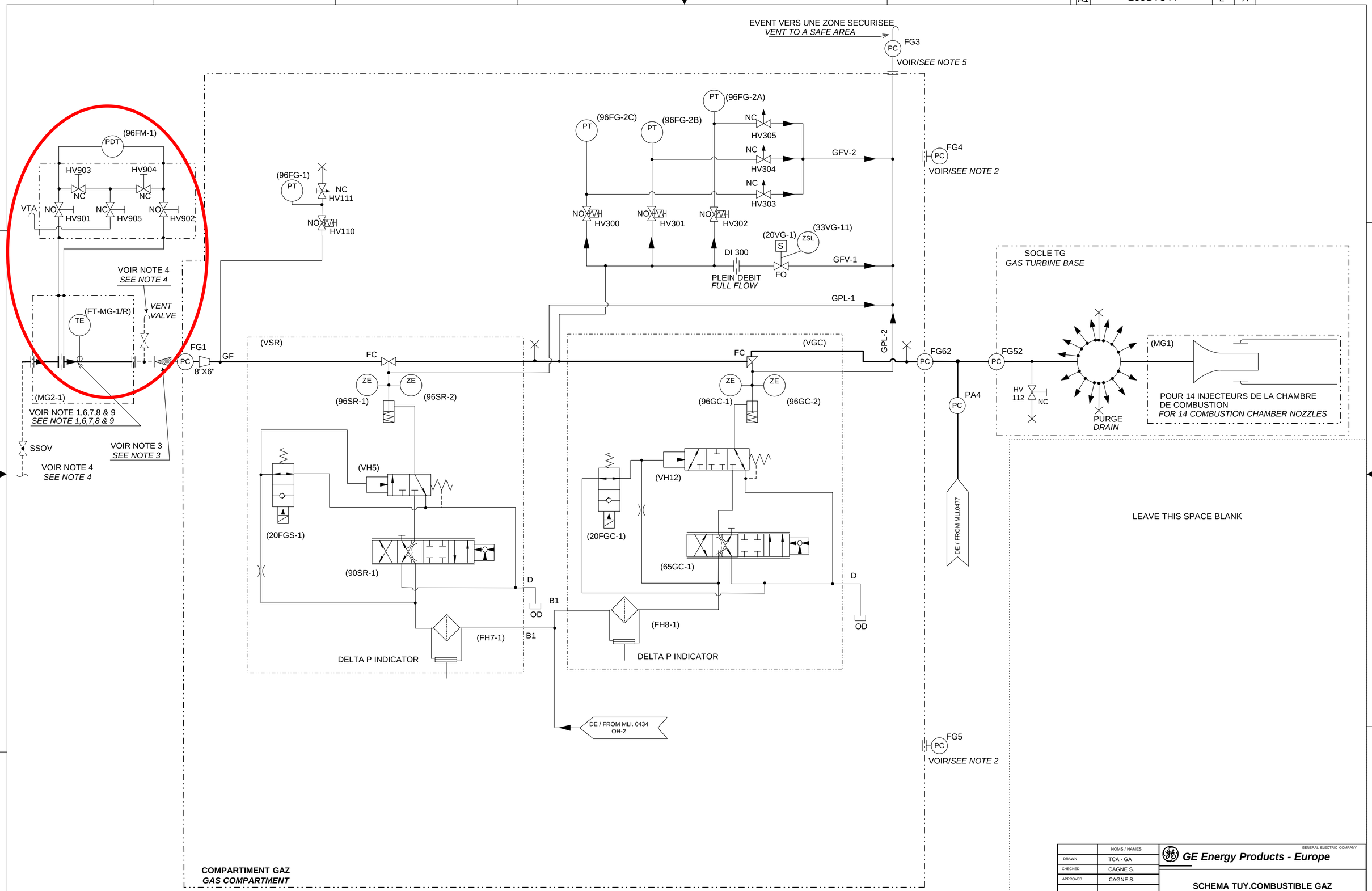
Section Doc. X

Official

PELLETEY NATHALIE VALIDE

FORMAT A1:841x594 (ISO 5457-1990)

DT-7C



0422

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. IL ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated copied or reproduced without our previous written consent.

	NOMS / NAMES
DRAWN	TCA - GA
CHECKED	CAGNE S.
APPROVED	CAGNE S.

GENERAL ELECTRIC COMPANY
GE Energy Products - Europe

SCHEMA TUY.COMBUSTIBLE GAZ
DIAG. SCH. PP-FUEL GAS

SIZE A1 | CAGE CODE | DWG.NO. 209D7344
SIM TO: 360B1206 | SCALE | REV. : A | SHEET : 2
DISTR TO

FORMAT UTILE:(841 X 594)

SIZE	DWG.NO.	SH.	REV.
A1	205D4372	1	B

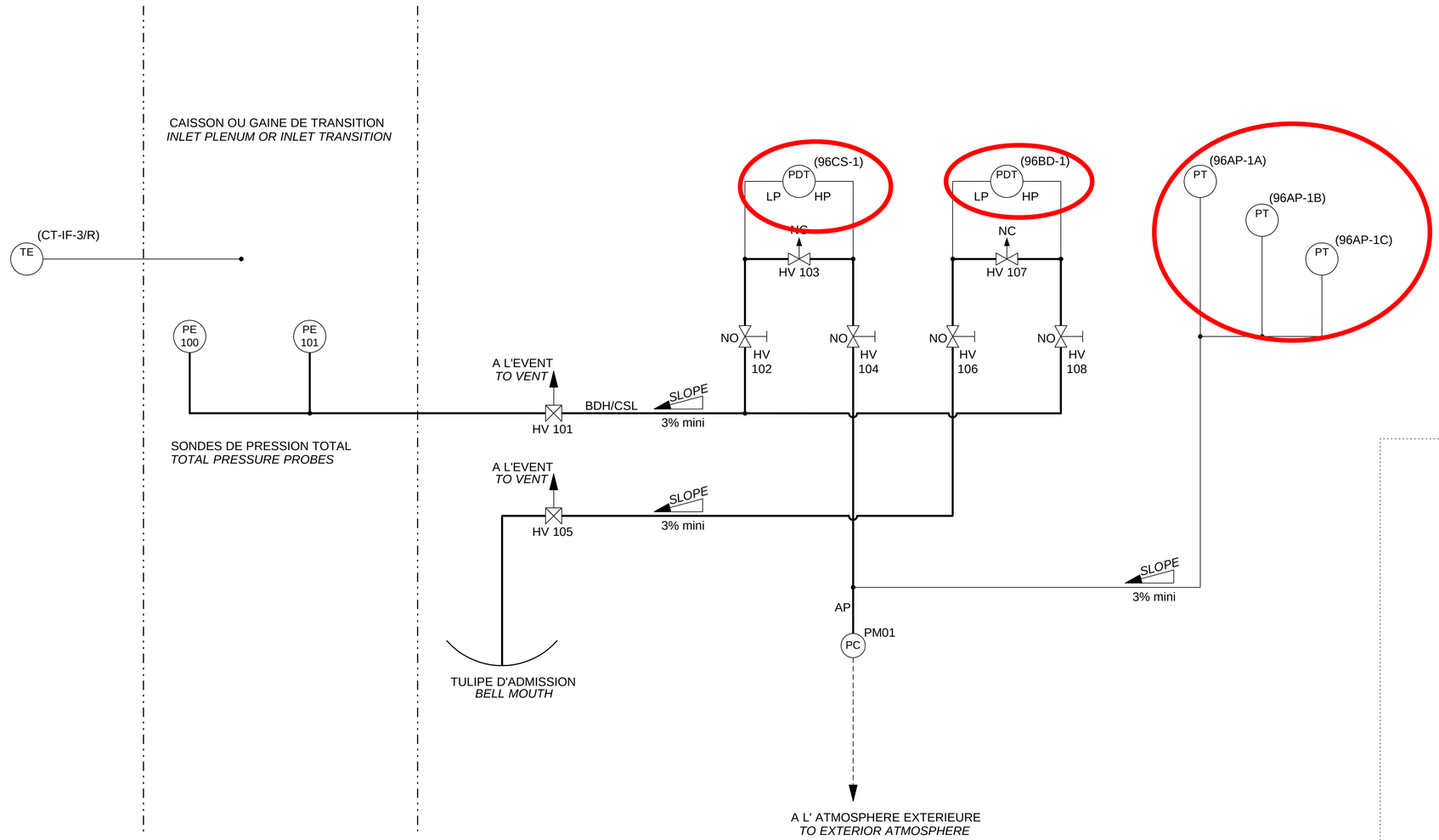
REVISIONS

REV	DESCRIPTION	DATE	NOMS/NAMES
A	FIRST ISSUE	19/06/2003	TATA-RKN EMONIN P. JANIN P.
B	IM-2004003800	25/05/2004	TCA - CV GUILLOT C. ANCEL T.

NOTE:

1 - VOIR SOMMAIRE DE NOMENCLATURE POUR LE REGLAGE DES APPAREILS DE CONTROLE.

1 - SEE DEVICE SUMMARY FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.



LEAVE THIS SPACE BLANK

2	EXTRA RULES FOR 04XX SCHEMATICS CREATION	379A9908
1	SPECIFICATION P&ID	123E4888
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		
FIRST MADE FOR : MS 9001E		ITEM : 0492

B	REV	REV STATUS OF SHEETS
1	SH	

	NOMS / NAMES
DRAWN	TCA - CV
CHECKED	GUILLOT C.
APPROVED	ANCEL T.

GENERAL ELECTRIC COMPANY

GE Energy Products - Europe

SCHEMA SURVEILLANCE PERFORMANCE

DIAG. SCH. PERFORMANCE MONITORING

SIZE	CAGE CODE	DWG.NO.
A1		205D4372

SIM TO: NONE | SCALE | REV. : B | SHEET : 1

DISTR TO

0492

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. IL ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated copied or reproduced without our previous written consent.

FORMAT A1:841 X 594 (ISO 5457-1980)

FORMAT UTILE:(841 X 594)

SIZE	DWG.NO	SH.	REV.
A1	205D5899	1	C

REVISIONS

REV	DESCRIPTION	DATE	NOMS/NAMES
A	FIRST ISSUE	10/06/2003	TCA - GA THIRION F. BOUDOT D.
B	IM - 2003007240	17/10/2003	TCA - GA BOUDOT D. CLOAREC S.
C	IM - 2004003358	06/05/2004	TCA - CV THEVENIN J.P. THEVENIN J.P.

NOTES:

1 - VOIR NOMENCLATURE DES APPAREILS (MLI 0414) POUR REGLAGE DES APPAREILS DE CONTROLE.

2 - VOIR SCHEMA TUYAUTERIE LAVAGE TURBINE & COMPRESSEUR (MLI 0442) POUR LOCALISATION DES DRAINS.

3 - VOIR SCHEMA TUYAUTERIE GAZ (MLI 0422) ET SCHEMA TUYAUTERIE COMBUSTIBLE LIQUIDE (0424) POUR LOCALISATION DES DRAINS.

4 - AIR DE DECOLMATAGE DE L'APU VOIR PLAN 209D8028.

5 - VOIR LA LISTE CONSOMMATEURS ELECTRIQUE SUR LE PLAN D'ARRANGEMENT FILTRE A AIR.

1 - SEE DEVICE SUMMARY (MLI 0414) FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

2 - SEE PIPING - TURB & CPRSR. WSHG (MLI 0442) FOR DRAIN LOCATION.

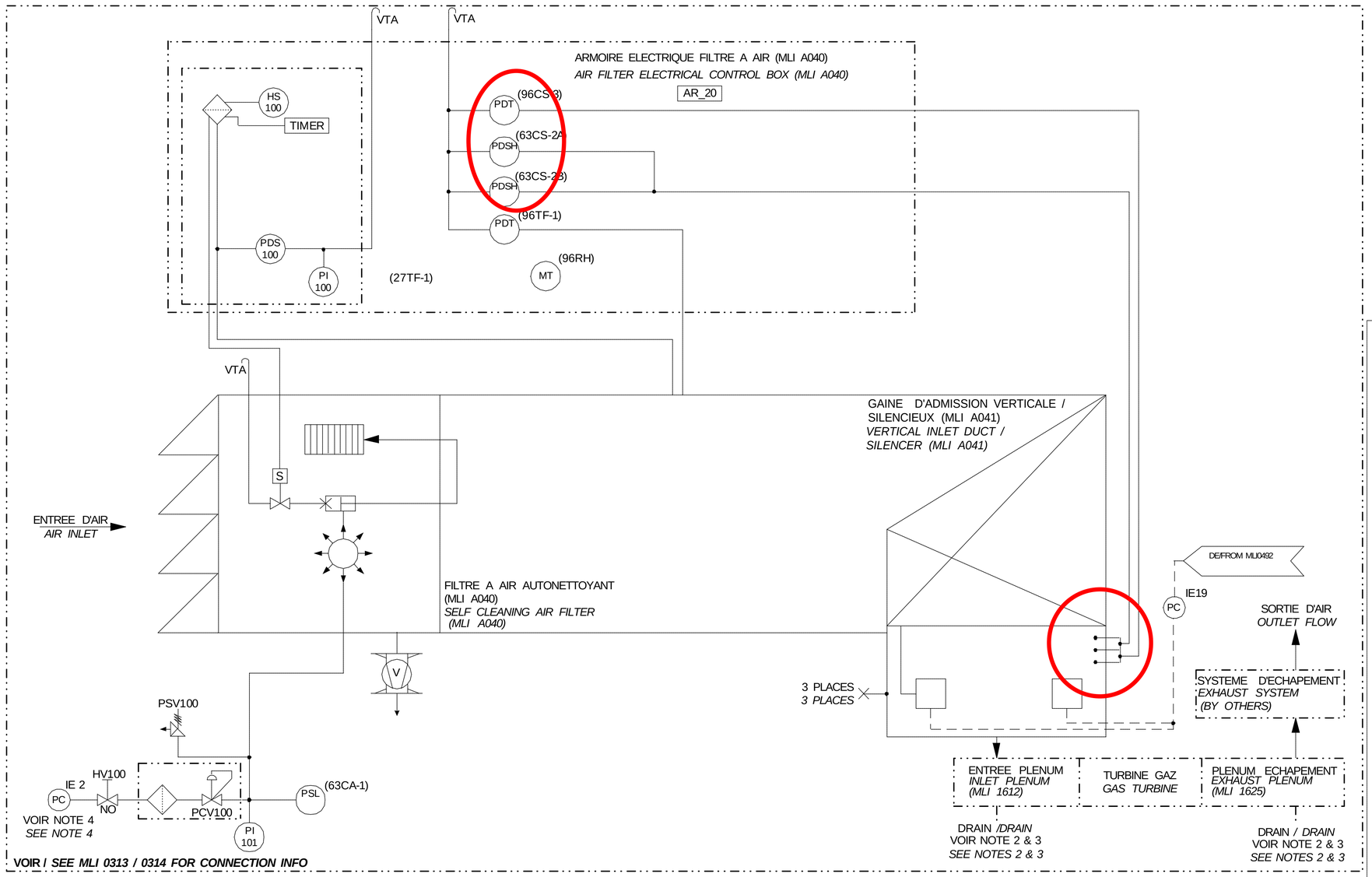
3 - SEE PIPING FUEL GAS (MLI 0422) AND PIPING LIQUID FUEL (MLI 0424) FOR DRAIN LOCATION.

4 - CLEANING AIR FROM APU SEE DRAWING 209D8028.

5 - SEE ELECTRICAL CONSUMERS LISTE ON AIR FILTER ARRANGEMENT DRAWING.

LEGENDE / *LEGEND*

ELEMENT FILTRANT
FILTER ELEMENT



LEAVE THIS SPACE BLANK

2	EXTRA RULES FOR 04XX SCHEMATICS CREATION	379A9908
1	SPECIFICATION P&ID	123E4888
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		
FIRST MADE FOR : MS 9001E		ITEM : 0471

C	REV	REV STATUS OF SHEETS
1	SH	

0471

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. IL ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated copied or reproduced without our previous written consent.

	NOMS / NAMES
DRAWN	TCA - CV
CHECKED	THEVENIN J.P.
APPROVED	THEVENIN J.P.

GENERAL ELECTRIC COMPANY
GE Energy Products - Europe

SCHEMA DEBIT ASPIRATION & ECHAPPEMENT
DIAGRAM, FLOW INLET & EXHAUST

SIZE	CAGE CODE	DWG.NO
A1		205D5899
SCALE	REV. : C	SHEET : 1

SIM TO NONE

DISTR TO

FORMAT A1:841 X 594 (ISO 5457-1980)

FORMAT UTILE:(841 X 594)

SIZE	DWG.NO.	SH.	REV.
A1	209D7398	1	A

REVISIONS

REV	DESCRIPTION	DATE	NAMES/NOMS
A	FIRST ISSUE	20/04/2004	TCA - CV GUILLOT C. ANCEL T.

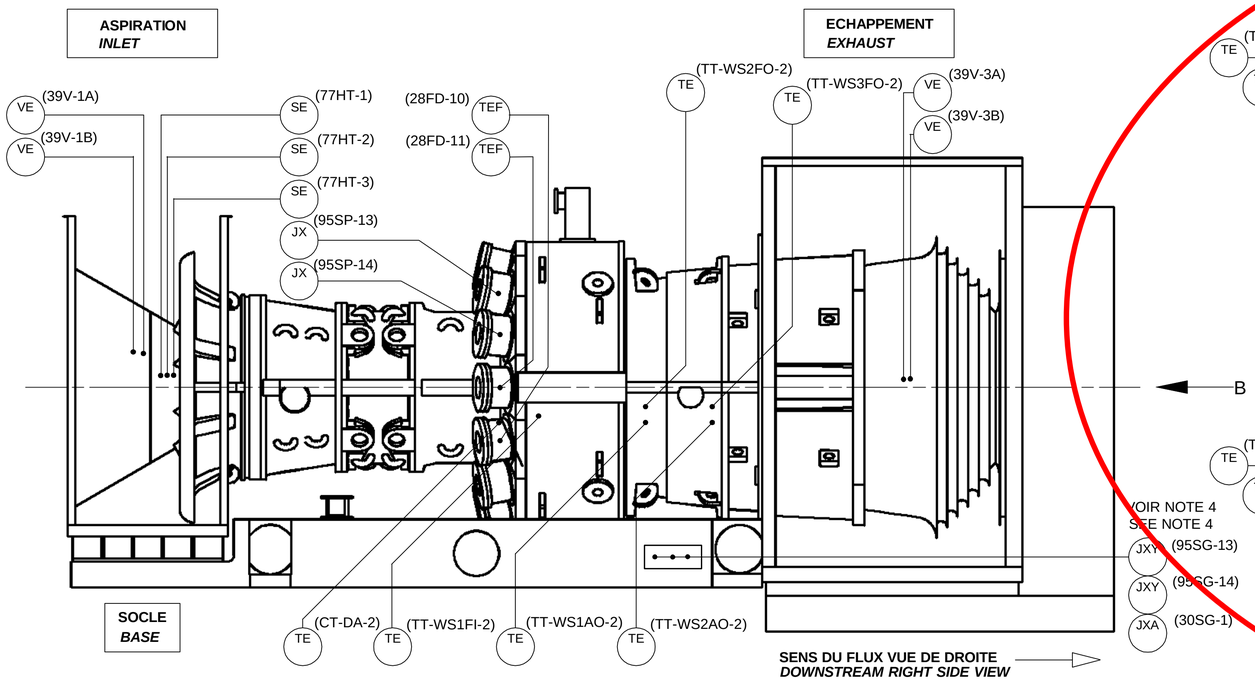
NOTE:

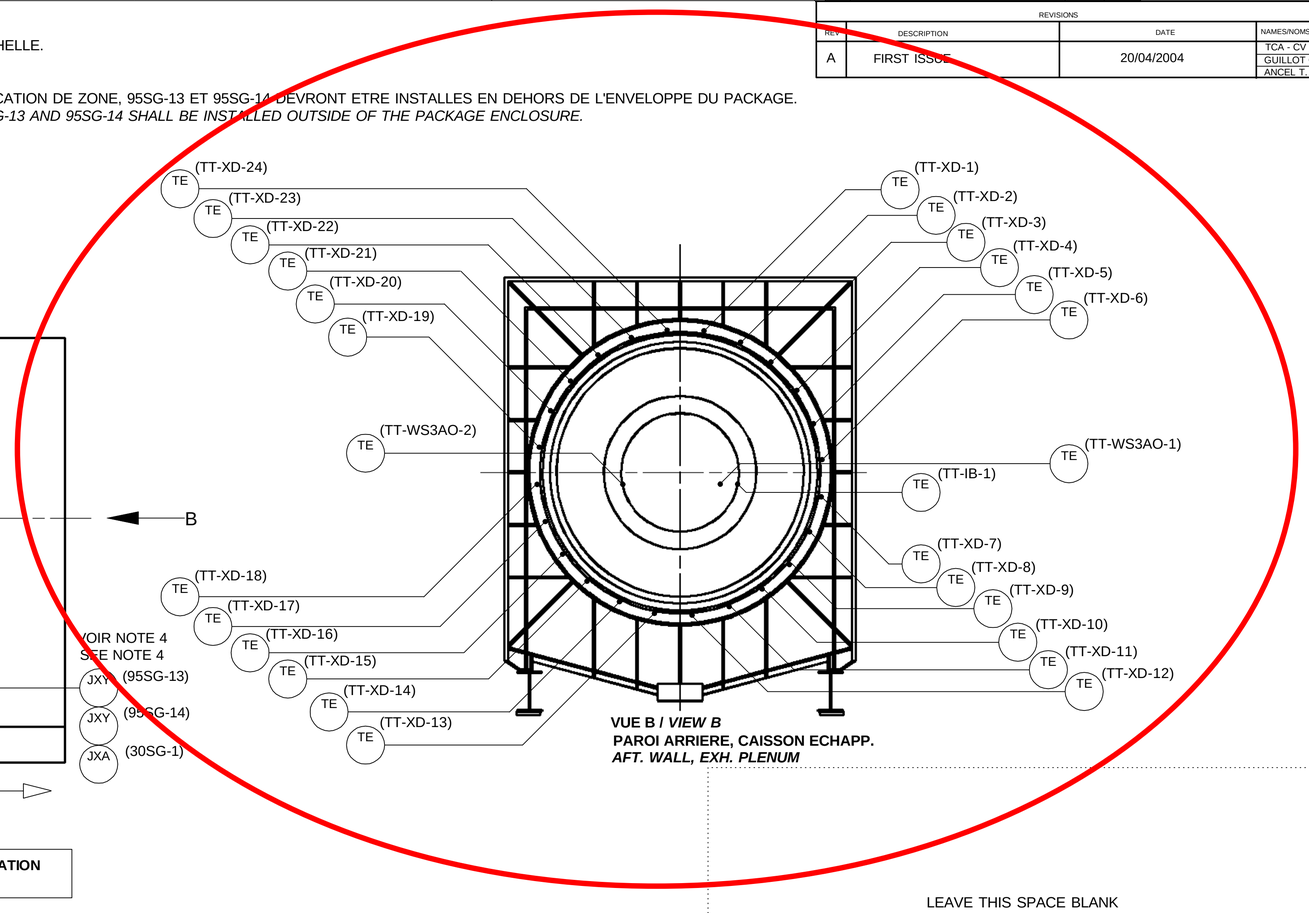
1 - VOIR NOMENCLATURE DES APPAREILS POUR LE REGLAGE DES APPAREILS DE CONTROLE.
1 - SEE DEVICE SUMMARY FOR CONTROL DEVICE SETTINGS.

2 - LES EMPLACEMENTS DES APPAREILS DECRIT SUR LE SCHEMA SONT POUR REFERENCE SEULEMENT.
2 - DEVICE LOCATIONS DEPICTED ON THE SCHEMATIC ARE FOR REFERENCE ONLY.

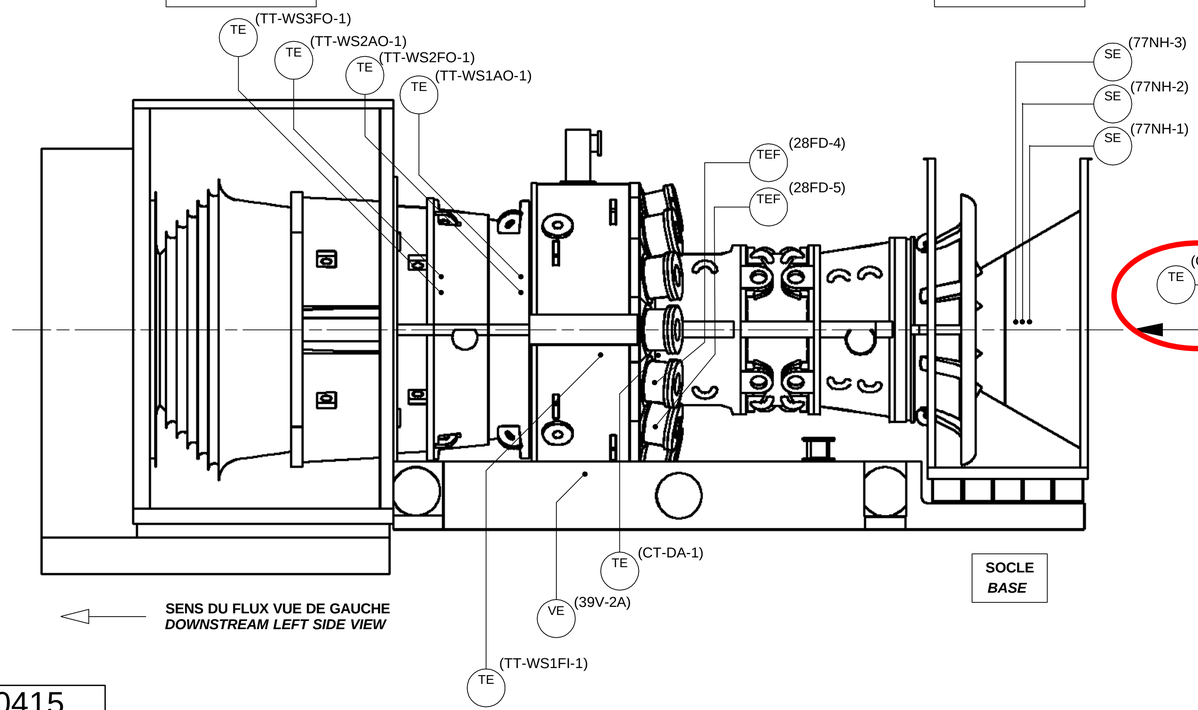
3 - CE SCHEMA N'EST PAS A L'ECHELLE.
3 - NOT TO SCALE.

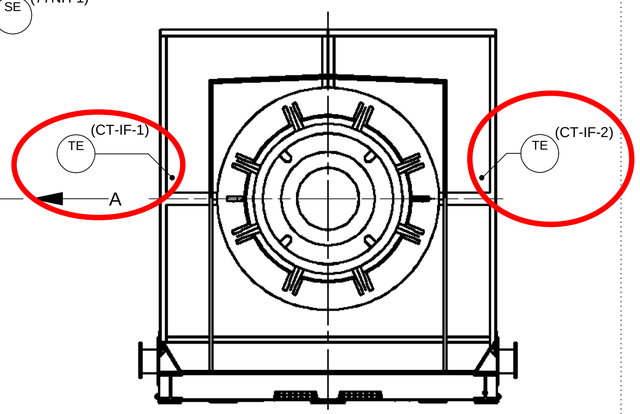
4 - DANS LE CAS D'UNE CLASSIFICATION DE ZONE, 95SG-13 ET 95SG-14 DEVRONT ETRE INSTALLES EN DEHORS DE L'ENVELOPPE DU PACKAGE.
4 - FOR HAZARDOUS AREAS, 95SG-13 AND 95SG-14 SHALL BE INSTALLED OUTSIDE OF THE PACKAGE ENCLOSURE.





LEAVE THIS SPACE BLANK





1	SPECIFICATION P&ID	123E4888
2	EXTRA RULES FOR 04XX SCHEMATICS CREATION	379A9908
IT.	NOMENCLATURE	IDENT
LIST OF COMPLEMENTARY DOCUMENTS		
FIRST MADE FOR : MS 9001E		ITEM : 0415

A	A	REV	REV STATUS OF SHEETS
2	1	SH	

0415

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. IL ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated copied or reproduced without our previous written consent.

	NOMS / NAMES
DRAWN	TCA - CV
CHECKED	GUILLOT C.
APPROVED	ANCEL T.

GENERAL ELECTRIC COMPANY
GE Energy Products - Europe

SCHEMA. APPAREILS DE CONTROLE TURBINE
DIAG. SCH. CONTROL DEVICES TURBINE

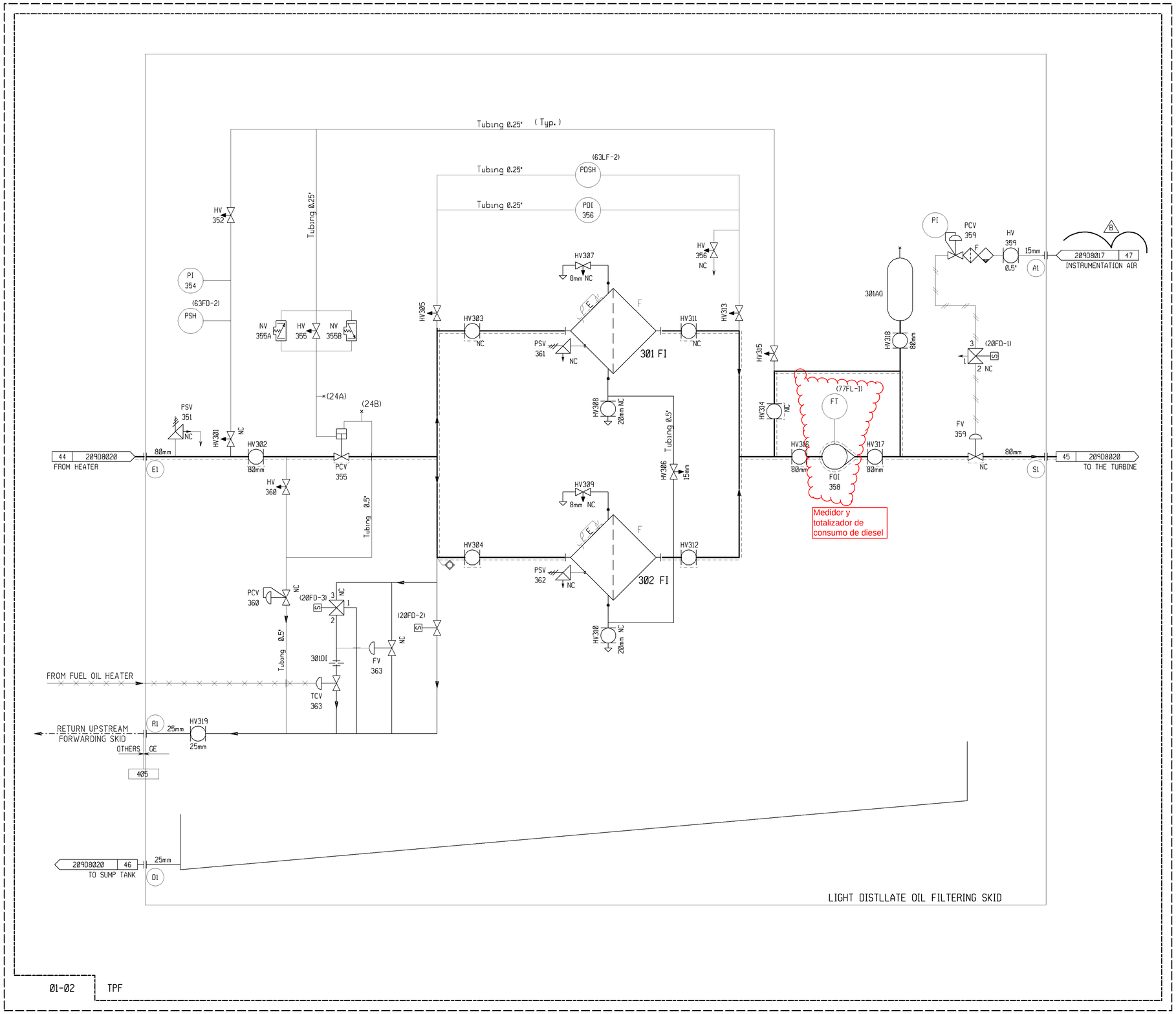
SIZE	CAGE CODE	DWG.NO.
A1		209D7398

SIM TO: 360B1302 SCALE REV.: A SHEET: 1

DISTR TO

FORMAT A1:841 X 594 (ISO 5457-1980)

FORMAT UTILE :(801 x 554)



ELECTRICAL HEAT TRACING AND INSULATION

SEE GE P.&I. D. SYMBOLS N° 91-134600

SEE INTERFACES TABLE : 364B4017

01-02 TPF

COLBUN S.A.

CANDELARIA PROJECT

CHILE

2 X TG 9171E

REFERENCE NBER : E0357 2D1 I20 FD 001 REVISION : B

ECH. / SCALE	DATE	08/04/2004	14/04/2004	14/04/2004
None	NOM / NAME	VERDU TONY	ROUSSEL FRANCOIS	TERZAGHI PIERRE
FORMAT/SIZE	VISA	VERDU TONY	ROUSSEL FRANCOIS	TERZAGHI PIERRE
A1		REDIGE / MADE	VERIFIE / CHECKED	APPROUVE / APPROVED

TITRE/TITLE

LIGHT DISTILLATE OIL FILTERING SKID-PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM (P&I D)

LIGHT DISTILLATE OIL FILTERING SKID

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. Il ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated, copied or reproduced without our previous written consent.

GE Energy Products - Europe

GE Energy Products France SNC

N° 209D8024 Rév. B

SHT. N 1/1

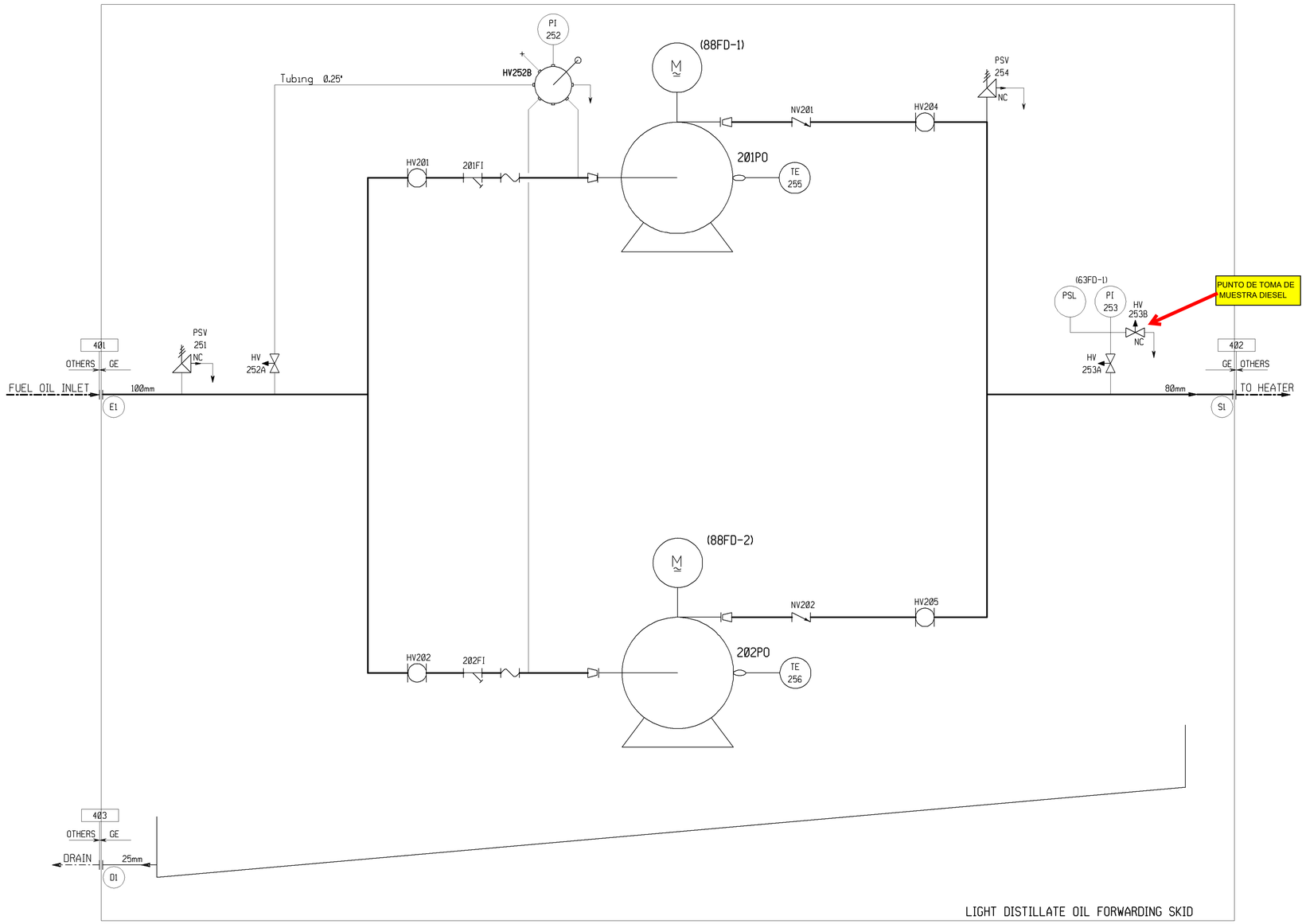
INSTRUCTION DE MODIFICATION IM-2004002799

Section Doc. X

PELLETEY NATHALIE VALIDE

FORMAT A1:841x594 (ISO 5457-1990)

DT-7C



SEE GE P.&I. D. SYMBOLS
N° 91-134600

SEE INTERFACES TABLE : 364B4017

COLBUN S.A.

CANDELARIA PROJECT

CHILE

2 X TG 9171E

REFERENCE NBER : E0357 2C1 I20 FD 001 REVISION : A

ECH. / SCALE None	DATE	17/02/2004	02/03/2004	02/03/2004
	NOM / NAME	KNOEPFLI CHRISTOPHE	SORANZO DOMINIQUE	NIFENECKER ALAIN
FORMAT/SIZE A1	VISA	KNOEPFLI CHRISTOPHE	SORANZO DOMINIQUE	NIFENECKER ALAIN
		REDIGE / MADE	VERIFIE / CHECKED	APPROUVE / APPROVED

TITRE/TITLE

LIGHT DISTILLATE OIL FORWARDING SKID-PIPING AND INSTRUMENT DIAGRAM (P&I D)

LIGHT DISTILLATE OIL FORWARDING SKID

Ce document, propriete exclusive de GE Energy Products France SNC est strictement confidentiel. Il ne peut etre communique, copie ou reproduit sans son autorisation ecrite prealable.

This document, exclusive property of GE Energy Products France SNC is strictly confidential. It must not be communicated, copied or reproduced without our previous written consent.

GE Energy Products - Europe

GE Energy Products France SNC

N° 209D8023 Rév.A

SHT.N 1/1

INSTRUCTION DE MODIFICATION

Section Doc. X

PELLETEY NATHALIE VALIDE

Not Official