

PRUEBAS DE CONSUMO ESPECIFICO DE CICLO COMBINADO SAN  
ISIDRO II

# Protocolo de Pruebas

Coordinador Eléctrico Nacional

**Report No.:** E-18-I-052-JS, Rev. 3

**Document No.:**

**Date:** 04/06/2018



Project name: Pruebas de Consumo San Isidro II  
Report title: Protocolo de Pruebas  
Customer: Coordinador Eléctrico Nacional,  
Apoquindo 4501 – 6 Las Condes  
Santiago, Chile  
Contact person: Raicit Guevara  
Date of issue: 14/08/2018  
Project No.:  
Organization unit: [Name of unit]  
Report No.: E-18-I-052-JS, Rev. 3  
Document No.:

DNV GL Energy  
Germanischer Lloyd Chile Limitada  
Avda Libertad 1405, Of 1501,  
Torre Coraceros  
Viña del Mar  
Tel: +56 2 xxxx xxxx

Task and objective:

Prepared by:



Sjoerd van Rijen. Certa Veritas

Verified by:



Juan Ignacio Sánchez Sanchis  
Head of Department Energy Advisory Spain,  
Portugal and LATAM. DNV GL

Approved by:

Patricia Darez  
Country manager, southern Cone and  
Andean Countries DNV GL - Energy

[Name]  
[title]

[Name]  
[title]

[Name]  
[title]

- Unrestricted distribution (internal and external)      Keywords:  
 Unrestricted distribution within DNV GL      [Keywords]  
 Limited distribution within DNV GL after 3 years  
 No distribution (confidential)  
 Secret

**NOTAS:**

- 1) **En caso de discrepancia entre el texto escrito en español y su traducción al inglés, prevalecerá lo indicado en la redacción en Español.**
- 2) **No son admisibles referencias a partes parciales de este documento que puedan generar una mala interpretación del contenido completo del mismo.**

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
draft		Original issue	Sjoerd van Rijen	Juan Ignacio Sánchez	Patricia Darez

0	4/06/2018	Correction curves for PF included	Sjoerd van Rijen	Juan Ignacio Sánchez	Patricia Darez
1	26/06/2018	Comentarios recibidos del coordinado y el Coordinador 22/Julio/2018	Sjoerd van Rijen	Juan Ignacio Sánchez	Patricia Darez
2	29/06/2018	Comentarios tras la reunión con el Coordinador y el Coordinado el 28/06/2018	Sjoerd van Rijen	Juan Ignacio Sánchez	Patricia Darez
3	14/08/2018	Correcciones de erratas en la formulación del método de corrección del CEN	Sjoerd van Rijen	Juan Ignacio Sánchez	Patricia Darez

## Table of contents

1	INTRODUCTION / INTRODUCCION .....	1
2	TEST FACILITIES / INSTALACIONES.....	3
3	OBJECTIVE AND SCOPE / OBJETIVO Y ALCANCE .....	8
4	EQUIPMENT TO BE TESTED / EQUIPOS A SER PROBADOS.....	10
5	RESOURCES NECESSARY FOR HEAT RATE TESTS / RECURSOS NECESARIOS PARA LA PRUEBAS CONSUMO ESPECIFICO NETO.....	10
5.1	Responsibility of ENEL / Responsabilidad de ENEL	10
5.2	Responsibility of DNVGL / Responsabilidad de DNVGL	11
5.3	Responsibility of the Coordinator / Responsabilidad de Coordinador	11
5.4	Responsibility of other participants / Responsabilidad de observador	12
6	TIME REQUIRED / TIEMPO REQUERIDO .....	12
7	WORK PLAN FIELD TESTS / PLAN DE TRABAJO PARA LAS PRUEBAS EN CAMPO .....	13
7.1	Test program heat rate field tests/programa de pruebas en campo de CEN	13
7.2	Stabilization and test duration / Estabilización y duración de tests	22
7.3	DNV GL Team for tests/Equipo que participará en la prueba	23
8	TEST SPECIFICATIONS / ESPECIFICACIONES DE LOS TESTS .....	24
8.1	General / General	24
8.2	Reference conditions /Condiciones de referencia	26
8.3	Auxiliary consumption/Consumo de auxiliares	27
8.4	Data collection and stability criteria/Recopilación de datos y criterio de estabilización	28
8.5	Correction method of the unit/Metodología de corrección	29
8.6	Degradation/Degradación	38
8.7	Uncertainty/Incertidumbre	38
8.8	Applied standards/Estándares de aplicación	39
9	REGISTRATION OF VARIABLES/REGISTRO DE VARIABLES .....	40
9.1	Registration fuel quality/Registro de la composición del combustible	41
9.2	Registration electrical measurements/Registro de medidas eléctricas.	43
9.3	Registration of process parameters/Registro de los parámetros de proceso	43
9.4	Registration of alarms and limitations / Registro de alarmas y límites	47
10	CONDITIONS FOR SUCCESSFUL TEST / CONDICIONES PARA LA REALIZACION EXITOSA.....	48
11	INSTRUMENTATION NEEDED / INSTRUMENTACIÓN NECESARIA .....	48
12	CONTENTS OF TECHNICAL REPORT AND DELIVERY OF REPORTS / CONTENIDO DEL INFORME TÉCNICO Y DE PRUEBAS.....	49

# 1 INTRODUCTION / INTRODUCCION


This test protocol contains the following items:

- A short description of the facilities and units that will be tested. ENEL owns the combined cycle power plant (CCPP) San Isidro II.
- General technical characteristics of the San Isidro II combined cycle unit such as performance data of the plant and operational information.
- Objectives and scope of the technical test to be obtained as a result of the implementation of this test protocol, which has been defined following the Technical Annex "Pruebas de Consumo Especifico Neto", both in the review and study of the technical background of the plant and the execution of the field tests. DNV GL defines the conditions of the field tests to be able to accurately determine the net heat rate of the power plant.
- Information to perform the technical test. The testing protocol contains the resources and facilities to be provided by the owner and operator of the plant.
- Test specification and detailing activities to be undertaken:
  - The ultimate nature and purpose of these tests and / or activities
  - Test program of field tests.
  - Test specifications and boundary conditions.
  - Variables to be recorded by plant/additional instrumentation (gas turbine, HRSG, steam turbine, gross and net power).
  - Conditions for successful tests and instrumentation to be needed.
  - Contents of the test report and the delivery of the reports.

This test protocol has to be approved by the Coordinador and has been defined according to the Technical Annex "Pruebas de Consumo Especifico Neto".

Este protocolo de pruebas contiene la siguiente información:

- Una breve descripción de la instalación y de las unidades que van a ser probadas. ENEL dispone de una central de ciclo combinado (CCPP) San Isidro II.
- Descripción técnica, con sus principales características, de la central de ciclo combinado de San Isidro II, tales como datos de funcionamiento e información de operación.
- Objetivos y alcance de las pruebas técnicas a ser obtenidas como resultado de la ejecución de este protocolo de pruebas, protocolo que ha sido elaborado según el Anexo Técnico "Pruebas de Consumo Especifico Neto", tanto en la revisión y estudio de la información de los antecedentes técnicos en dicho anexo contemplado, como en la ejecución de las pruebas en campo. DNV GL define en este



documento las condiciones en las que se tienen que realizar las pruebas para asegurar una determinación exacta de consumo específico neto de unidad San Isidro II.

- Información para realizar las pruebas. Este protocolo de pruebas contiene los recursos que deben ser provistos por el propietario de la instalación y el operador de la planta.
- Especificaciones de las pruebas y actividades detalladas a ser realizadas:
  - Objetivo y propósito de las pruebas a ser realizadas.
  - Programa de pruebas en campo.
  - Especificaciones de las pruebas y condiciones de contorno.
  - Variables a ser registradas procedentes de la planta/instrumentación adicional (turbina de gas, HRSG, turbina de vapor, potencia bruta y neta).
  - Condiciones requeridas para que las pruebas se realicen con éxito e instrumentación necesaria.
  - Contenido del Informe de Pruebas a ser realizado tras la ejecución de las mismas.

Este protocolo requiere la aprobación por parte del Coordinador y ha sido definido de acuerdo con el anexo técnico "Pruebas de Consumo Específico Neto".

## 2 TEST FACILITIES / INSTALACIONES

San Isidro II Power Plant comprises one power generating block with a rated net power of 377 MWe under base load and ISO conditions determined by design and using natural gas as main fuel and 293 MWe with diesel fuel. The plant is located in Quillota, Region of Valparaíso. The unit can also be operated in simple cycle mode. A principal scheme is shown in figure 2.1.

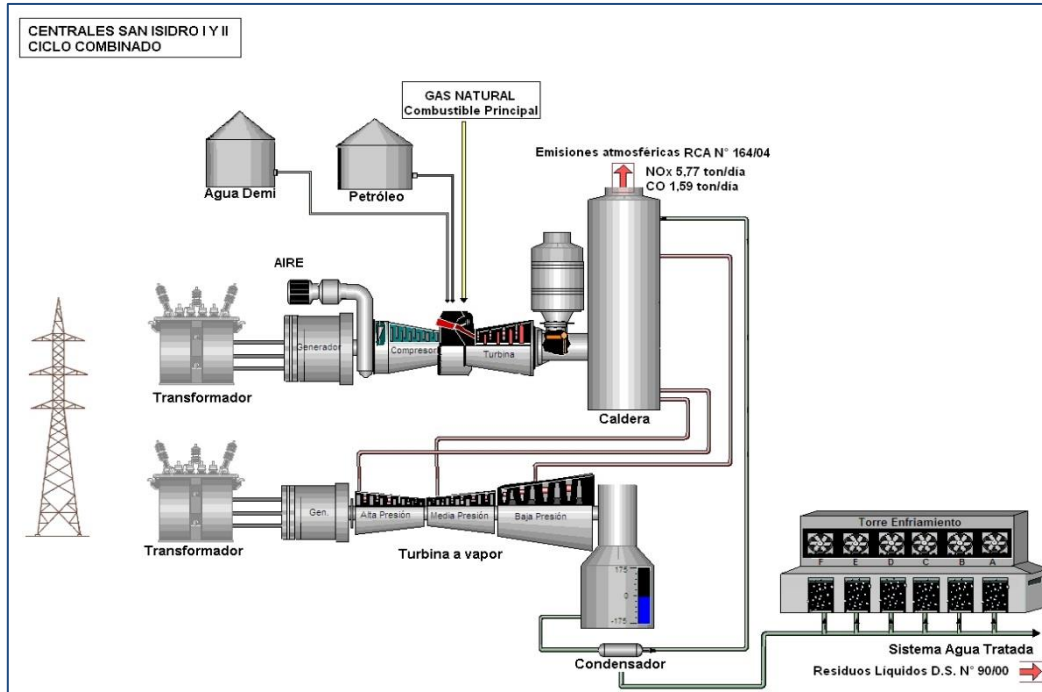


Figura 2.1 Proceso de Generación Central San Isidro II

The gas turbine (GT) is built by Mitsubishi (model M701F, DLN combustor), the steam turbine (ST) is built by Mitsubishi, model SRT 40.5 AX and the heat recovery steam generator (HRSG) is built by Mitsubishi. In figure 2.2 the heat and mass balance is shown for the design situation @ 15°C.

The generator connected to the gas turbine is of the brand Mitsubishi and has an output voltage of 15 kV. The brand of the generator connected to the steam turbine is Mitsubishi and has an output voltage of 13.2 kV. The step-up transformer for the gas turbine is 305 MVA with a ratio of 15/230 kV, for the steam turbine it is 153 MVA and a ratio of 13.2/230 kV. The single line diagram for the unit is shown in figure 2.3

The general characteristics are shown in the table 2.1, table 2.2 and table 2.3

---

---

---

La planta de ciclo combinado de San Isidro II comprende una unidad de generación con una potencia neta nominal de 377 MWe en carga base y condiciones ISO por diseño y bajo la utilización de combustible gas natural como combustible principal y 293 MWe utilización Petróleo Diesel. La planta está localizada en la región Valparaiso, en Quillota. Un esquema principal se muestra en la figura 2.1. Ambos ciclos, el de la turbina a gas y el de la turbina a vapor conforman lo que se denomina Ciclo Combinado de generación eléctrica y conforman un esquema de alto rendimiento. Otra alternativa que el sistema también permite es la generación en Ciclo Abierto que consiste en generar sólo con la turbina a gas, modo en el cual los gases de salida fluyen a través de la chimenea by pass hacia el exterior de la turbina a gas mediante un damper o compuerta móvil con la que se puede aislar la caldera recuperadora.

La turbina de gas (TG) es de suministro Mitsubishi (modelo M701F, DLN combustor), la turbina de vapor (TV) es también suministrada por Mitsubishi (modelo SRT 40.5 AX) y la unidad generadora de vapor (HRSG) es construida por Mitsubishi. En la Figura 2.2 se muestra el "Heat and Mass Balance" de una unidad en condiciones de diseño con temperatura ambiente de 15°C.



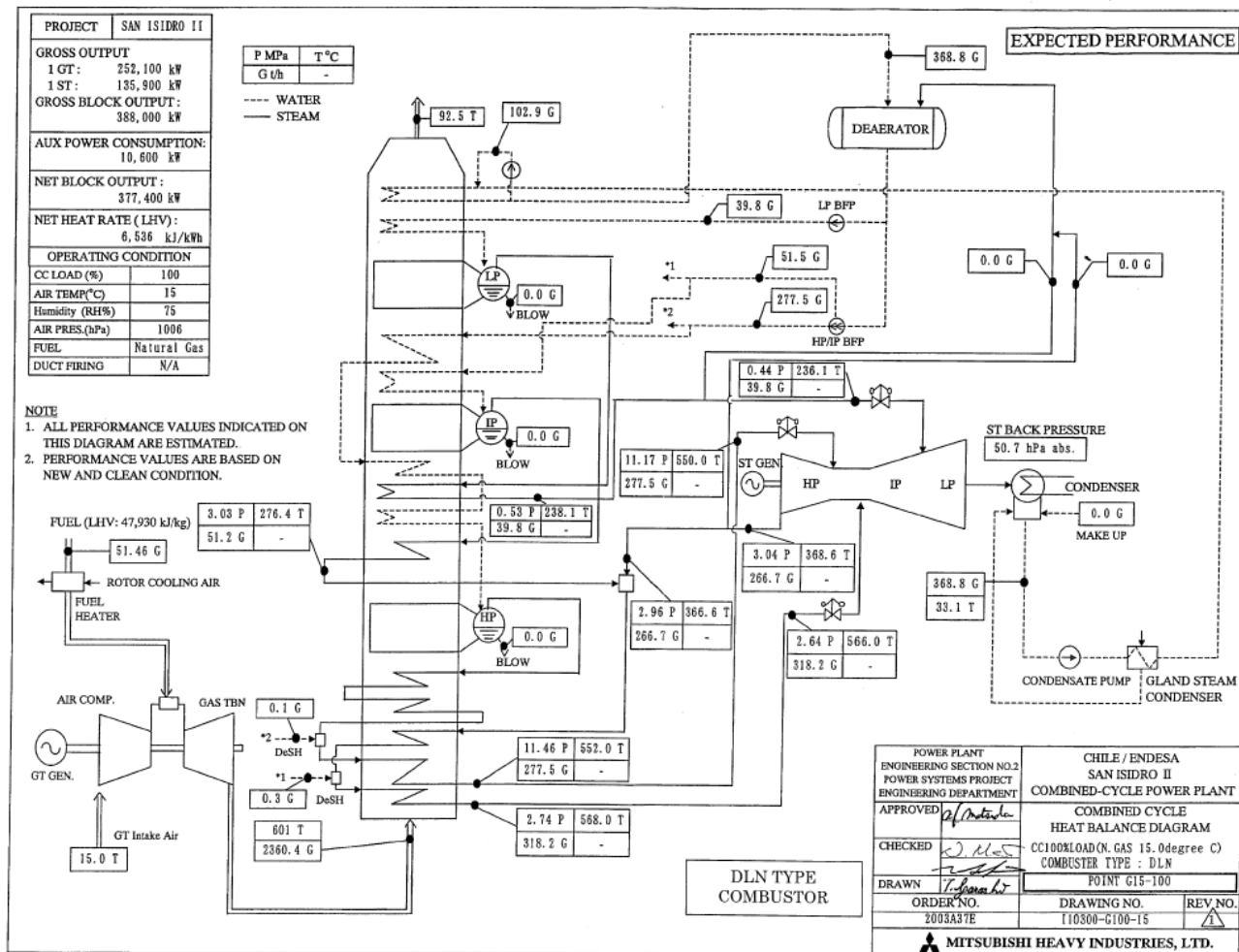


Figura 2.2 Heat and mass balance Design Case Natural Gas

El generador conectado a la turbina de gas es suministrado por Mitsubishi y tiene una tensión de salida de 15 kV. El generador conectado a la turbina de vapor procede de Mitsubishi y tiene una tensión de salida de 13.2 kV. Los transformadores, elevan la tensión de salida a la red con una relación de 15/230 kV (TG, de 305 MVA) y 13.2/230 kV (TV, de 153 MVA). En la Figura 2.3 se muestra el diagrama unifilar de la instalación.

Las características generales se muestran en las tablas 2.1, 2.2 y 2.3.

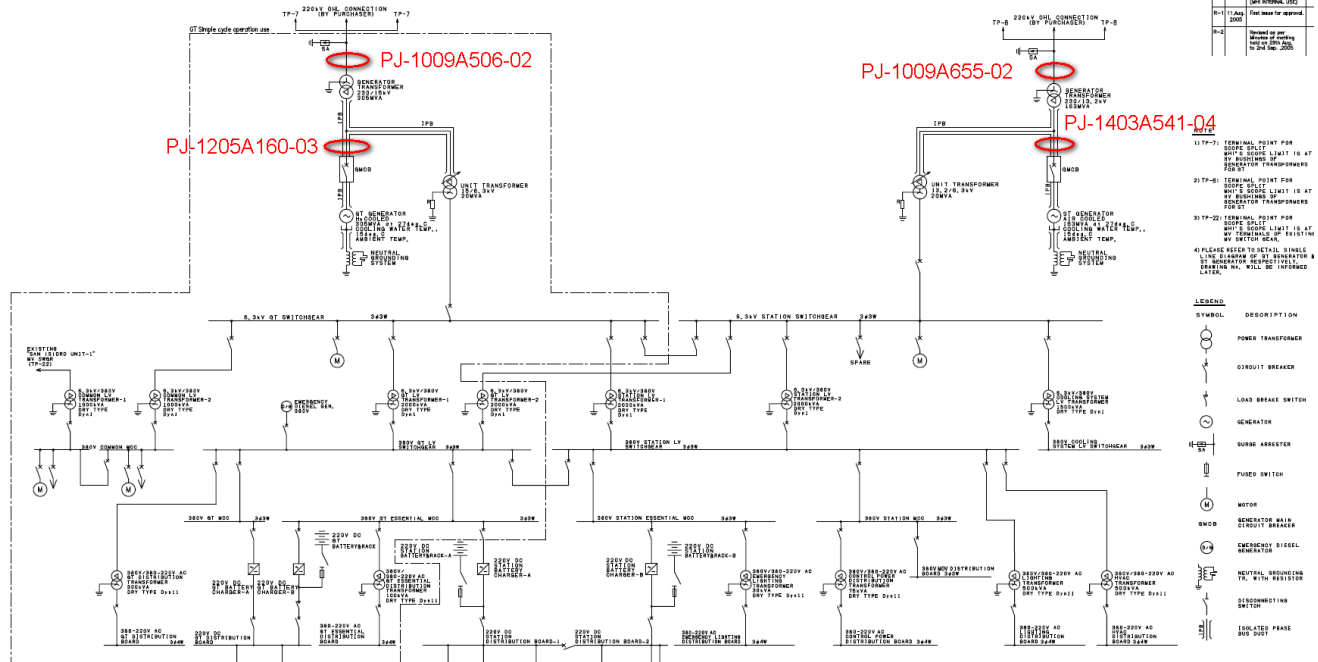


Figura 2.3 Diagrama unifilar

Table 2.1 General Characteristics of San Isidro II Power Plant at Design Conditions (source: 'San.Isidro.II.Heat.Balances.pdf') for 1 x 1 x 1 configuration

	Natural gas (main fuel)	Diesel oil
<b>Combined Cycle Configuration</b>	<b>1 GT x 1 ST x 1 HRSG</b>	<b>1 GT x 1 ST x 1 HRSG</b>
MCR at gas turbine generator terminals (kW)	252100	208100
MCR at steam turbine generator terminals (kW)	135900	94400
Total auxiliary power and Step up transformer losses (kW)	10600	9400
Water injection at gas turbine (t/h per GT)	0	30.71
MCR net power output at HV terminals (kW)	377400	293100
Net heat rate (LHV)@ 100% MCR (kJ/kWh)	6536	7457

**Table 2.2 General Characteristics of San Isidro II Power Plant at ISO Conditions (source: '???.pdf') for simple cycle configuration**

	Natural gas (main fuel)	Diesel oil
<b>Simple Cycle Configuration</b>	<b>1 GT</b>	<b>1 GT</b>
MCR at gas turbine generator terminals (kW)	260000	210200
MCR at steam turbine generator terminals (kW)	0	0
Total auxiliary power and Step up transformer losses (kW)	?	?
Water injection at gas turbine (t/h)	0	?
MCR net power output at HV terminals (kW)	?	?
Net heat rate (LHV)@ 100% MCR (kJ/kWh)	?	?

**Table 2.3 Reported minimum load of San Isidro II Power Plant at ISO Conditions AND fulfilling emission limits RCA and DS13/11 (source: 'email from coordinator, 23-05-2018 15:23 (GMT+1)')**

	Natural gas (main fuel)	Diesel oil
<b>Combined Cycle Configuration</b>	<b>1 GT x 1 ST x 1 HRSG</b>	<b>1 GT x 1 ST x 1 HRSG</b>
Unit load on ISO conditions (MW)	160	280
<b>Simple Cycle Configuration</b>	<b>1 GT</b>	<b>1 GT</b>
Unit load on ISO conditions (MW)	100	190

### Fuel supply/Suministro de combustible

The main fuel planned to be used is Natural Gas. Diesel Oil is only scheduled to be used during emergencies to grant the power supply to the national grid. Fuel automatic change-over can be done at GT loads between 80 and 120 MW (section 2.6.3 Fuel Changeover, Consolidado Reporte MT San Isidro 2.pdf, page 720/5596).

El combustible principal a ser utilizado es gas natural. El combustible diésel está previsto que pueda ser utilizado durante emergencias para garantizar el suministro al sistema interconectado. El cambio automático de combustible puede ser realizado en la TG a cargas comprendidas entre 80 y 120 MW (sección 2.6.3 Fuel Changeover, Consolidado Reporte MT San Isidro 2.pdf, page 720/5596).

### 3 OBJECTIVE AND SCOPE / OBJETIVO Y ALCANCE

The objective of this test is to determine the net heat consumption of the San Isidro II power plant, both on natural gas and Diesel in combined cycle and simple cycle mode. The net power is measured at the high-voltage side of the transformer.

El objetivo de estas pruebas es determina el consumo especifico neto (CEN) del ciclo combinado de San Isidro II, tanto en gas natural como petróleo diésel en modo ciclo combinado y modo de ciclo simple. La potencia neta es la potencia medida en el lado de alta tensión del transformador.

$$CEN = (CC * PC) / P_{neta}$$

Donde:

CEN = Consumo Especifico neto medido en [kcal/kWh]

CC = Consumo de combustible 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 [Kcal/u]. Corresponde a la cantidad total de calor desprendido en el proceso de combustión completo de una unidad de combustible, considerando el poder calorífico obtenido durante las pruebas de consumo específico (muestras en caso de combustible líquido, cromatógrafo en caso de combustible gas) .

P<sub>neta</sub> = 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.

#### **Power level of operation during the heat rate test /Nivel de potencia en el prueba de CEN**

According to the technical annex, the net heat rate will be determined at the load levels indicated by the coordinator: Maximum load, Technical minimum load and 5 load points between these two boundary loads, considering all settings, operating modes and fuels (natural gas and diesel oil) that can be used according to manufacturer's recommendations in the unit.

De acuerdo al Anexo Técnico, la consumo específico neto se determinará a las cargas propuestas por el Coordinador: Potencia Máxima, Mínimo Técnico y 5 cargas intermedias comprendidas entre los dos límites anteriores, considerando todos los settings, modos de operación y combustibles (gas natural y Diesel) que pueden ser utilizados de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para la unidad.

This test protocol describes the intended field tests based on the technical capacity of the equipment.

Este protocolo de pruebas describe el objeto de las pruebas teniendo en cuenta la capacidad técnica de los equipos.

### Emission levels

According with the Technical Annex (Article 10), the Heat Rate must represent the technical characteristics of the unit under test. Other operational restrictions, including environmental ones, must not be considered when determining the Heat Rate. Any case, emission levels will be measured and reported. The actual environmental limits requirements stated in the DS13, and the RCA340/2005 and RCA164/2004 are pointed out in Tables 3.1 and 3.2.

De acuerdo con el Anexo Técnico (artículo 10), el consumo específico debe representar las características técnicas de la unidad bajo pruebas: "El CEN de las unidades generadores señalado en el presente Anexo deberá ser representativo de las características técnicas propias de dichas unidades. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riego, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor". En cualquier caso, las emisiones serán recogidas durante las pruebas y reportadas. Los límites actuales de emisión aplicables a la unidad, límites producto del DS13 y las RCA340/2005 y RCA164/2004 se muestran en las tablas 3.1 y 3.2.


Tabla 3.1 DS13 limites [mg/Nm<sup>3</sup>] (fuente: MA-009.doc, fecha 29-09-2015)

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO <sub>2</sub> )	Óxidos de Nitrógeno (NO <sub>x</sub> )
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

n.a.: no aplica.

Tabla 3.2 RCA limites (fuente: MA-009.doc, fecha 29-09-2015)

Tabla PO.03.01 Variables de control en emisiones atmosféricas						
Unidad	Combustible	NOx (ton/día)	CO (ton/día)	SO2 (ton/día)	MP10 (ton/día)	COV (ton/día)
Valores permitidos régimen normal RCA N°164						
San Isidro II	GNL	2,32	0,87	-	-	0,2
Valores permitidos régimen de emergencia RCA N°164						
San Isidro II	GNL	2,32	0,87			0,2
Valores permitidos régimen de emergencia RCA N°340						
San Isidro II	Diésel	3,62	1,58	0,13	0,63	0,1



En ambos casos, las unidades no cuentan con analizadores de COV y el parámetro PM10 fue cambiado a PTS (material suspendido total), ya que PM10 no es posible medirlo en chimenea.

## **4 EQUIPMENT TO BE TESTED / EQUIPOS A SER PROBADOS**

The CCPP of San Isidro II comprises the following elements with each an own generator and step-up transformer:

- One gas turbines GT
- One steam turbine ST

El ciclo combinado de San Isidro II comprende los siguientes elementos, cada uno de ellos, con su propio generador y transformador elevador:

- Una turbina de gas GT
- Una turbina de vapor ST

## **5 RESOURCES NECESSARY FOR HEAT RATE TESTS / RECURSOS NECESARIOS PARA LA PRUEBAS CONSUMO ESPECIFICO NETO**


### **5.1 Responsibility of ENEL / Responsabilidad de ENEL**

ENEL is responsible to coordinate and have qualified staff available to operate the power plant during the tests. Installation and operation of required temporary equipment is also the responsibility of ENEL.

ENEL será responsable de coordinar el personal a su mando en la operación de la unidad generadora para la correcta realización de la prueba. La instalación y la operación del equipo temporal requerido también es responsabilidad de ENEL.

All the relevant documentation among others: former test reports, historical operation records, historical emission level records, current operating restrictions, etc. have to be made available in advance of field tests by ENEL.

Toda la información relevante, entre otra, los informes de pruebas previos, registros históricos de operación, registros históricos de emisiones, restricciones operativas actuales (si las hubiere), etc... deben estar a disposición con anticipación a las pruebas por ENEL.



During the field tests the settings of the unit have to be carried out according this test protocol. The technical expert of DNV GL must have access to all relevant operational parameters. All relevant data of the Data Acquisition System and DCS system have to be made available directly after the test. Relevant screen dumps have also to be handed over upon request.

Durante la realización de las pruebas, los settings de la unidad deben ser mantenidos de acuerdo a este protocolo. El experto de pruebas de performance de DNV GL deben poder tener acceso a los parámetros relevantes de operación. Los datos relevantes registrados deben ser puestos a disposición del experto técnico vía el sistema de adquisición disponible y cualquier otro sistema de control del que la planta disponga en su operación. Capturas de pantalla de dichos sistemas de control pueden ser requeridos y deben ser suministrados bajo petición del experto técnico.

## **5.2 Responsibility of DNVGL / Responsabilidad de DNVGL**

DNVGL is responsible for the preparation of this test protocol and to review and supervise the execution of all activities described in this test protocol.

El experto técnico será responsable de desarrollar el presente protocolo de pruebas, y de revisar y supervisar la ejecución de todas las actividades descritas en dicho protocolo.


After completing the test, DNVGL will prepare the minutes of the test containing all relevant aspects of the test. Within 15 days from the completion of the CEN test and receiving all information necessary to prepare the technical report (which one is the latest), DNVGL will send the Coordinator the minutes of the test and a technical report according to the technical annex.

Después de haberse completado las pruebas, DNVGL preparará el informe de las pruebas que contendrá todos los aspectos relevantes de las mismas. En el plazo de 15 días después de la realización de las pruebas CEN y de haber recibido toda la información necesaria para preparar el informe técnico (plazo que viene supeditado por la condición más tardía), DNVGL enviará al Coordinador la versión final del informe de pruebas y del informe técnico de acuerdo con el Anexo Técnico.

## **5.3 Responsibility of the Coordinator / Responsabilidad de Coordinador**

The Coordinator will be responsible for coordinating the CEN test according to the programming of the operation and the conditions of the System (SI), considering the test protocol for this.

El Coordinador será responsable de coordinar la prueba de CEN de acuerdo con la programación de la operación y las condiciones del SI, considerando para esto el protocolo de pruebas.



The Coordinator will make available the final list of participants who will attend the test.

El Coordinador pondrá a disposición la lista final de participantes que asistirán a la prueba.

According to the technical annex, article 27, the Coordinator will determine the load points that should be tested. The load points will include the maximum and minimum load of the tested unit, and is agreed between the parties (Coordinator, the coordinated ENEL) that according Technical Annex (article 10) that load tests are contingent upon technical characteristics of the plant, without considering other operational restrictions, including the environmental ones.

El test de verificación comprende la realización de mediciones en varios niveles de generación, que deben comprender al menos 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. Es acordado entre las partes (Coordinador, coordinado ENEL) que de acuerdo con el Anexo Técnico (artículo 10) las cargas a ser probadas están supeditadas a las características técnicas de la planta, sin considerar otras restricciones operacionales, incluyendo entre las mismas las medioambientales.

## **5.4 Responsibility of other participants / Responsabilidad de observador**

It is allowed for other generating companies to be present during the test as guest. In this case, a request to be present during the test should be done not less than 5 days prior to the test at the Coordinator.

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.

## **6 TIME REQUIRED / TIEMPO REQUERIDO**

According to the time schedule proposed by the coordinator for the execution of the heat rate test, the field tests are expected to start on a date agreed between the parties and with prescript that the prerequisites specified in section 8 are fulfilled. Tests will have duration of 1 day for the simple cycle mode and 1 day for the combined cycle mode for each fuel. Time periods are presented in table 7.3 and section 7, which shows a detailed time schedule for the field tests and that includes among others: activities to be carried out, start dates, duration of each measurement, etc. Additionally, the previous day to the test starts, it is proposed as a preparation day before the start of the tests.



La propuesta de calendario para la ejecución de las pruebas propuesta por el Coordinador está prevista se inicie en una fecha acordada entre las partes bajo el precepto de que las condiciones y medios requeridos en la sección 8 pueden ser asegurados por la propiedad. La duración de las pruebas prevista por DNV GL es de 1 día para ciclo abierto y 1 día para ciclo combinado por cada tipa de combustible. Los periodos de tiempo y el detalle de cada prueba y actividad se exponen en la tabla 7.3 y sección 7. Adicionalmente, el día previo al inicio de las pruebas se propone como día de preparación de las mismas en la propia instalación y para la familiarización por parte del experto técnico con la instalación.

## **7 WORK PLAN FIELD TESTS / PLAN DE TRABAJO PARA LAS PRUEBAS EN CAMPO**

### **7.1 Test program heat rate field tests/programa de pruebas en campo de CEN**

The object of the test program is to determine the net heat rate of the plant that for 7 load points in each configuration declared to the coordinator and for each fuel type that can be used in the facility for normal operation.

El objeto del programa de pruebas es determinar el consumo específico neto al menos 7 estados de carga en cada una de las configuraciones de planta declaradas al Coordinador y para cada uno de los tipos de combustibles que pueden ser utilizados por la planta durante operación normal.

The determination of the maximum power will be done for all declared configurations and fuels to the coordinator. For the San Isidro II power plant these declared configurations and fuels are:

- Declared configurations
  - o 1 GT + 1 ST
  - o 1 GT open cycle
- Fuels declared:
  - o natural gas as main fuel
  - o diesel as backup fuel

La determinación de la potencia máxima se realizará en todas las configuraciones y combustibles declarados al coordinador. Para la planta de San Isidro II, DNV GL asume que estas configuraciones son:

- configuraciones
  - o 1 GT + 1 ST

- o 1 GT en ciclo abierto
- combustibles:
  - o gas natural como combustible principal
  - o diésel como combustible de respaldo

Table 7.1 shows the Load Points for each configuration for ISO conditions. Actual conditions will probably deviate from ISO conditions so the first test will be done based on corrected unit ISO test load corresponding to actual conditions at the maximum load declared for the unit. All other load cases will be a percentage of the maximum load which are given in table 7.2


La Tabla 7.1 muestra las cargas a ser probadas de la unidad en condiciones ISO. Las condiciones durante la realización de las pruebas se desviarán de las condiciones ISO, por lo que la primera de las pruebas se realizará a la carga en condiciones ISO correspondiente a las condiciones actuales sobre la carga máxima declarada por la unidad. El resto de las cargas, por debajo de esta carga máxima en condiciones ISO se realizarán a % inferiores referidos a dicha carga máxima, tal y como se expone en la tabla 7.2

**Tabla 7.1 Load point overview**

Carga de unidad [MW net ISO]							
Estadía	1	2	3	4	5	6	7
<b>Configuración</b>							
<i>GT, ciclo simple (gas natural)</i>	260	220	180	140	100	57	14
<i>GT, ciclo simple (petróleo diésel)</i>	210.2	205	200	195	190	102	13
<i>GT + ST, ciclo combinado (gas natural)</i>	399	340	280	220	160	115	69
<i>GT + ST, ciclo combinado (petróleo diésel)</i>	305	298	292	286	280	173	65

**Tabla 7.2 Load point overview**

Carga de <u>unidad</u> [%-tópico]							
Estadía	1	2	3	4	5	6	7
<b>Configuración</b>							
<i>GT, ciclo simple (gas natural)</i>	100	84.6	69.2	53.8	38.5	21.9	5.4
<i>GT, ciclo simple (petróleo diésel)</i>	100	97.5	95.1	92.8	90.4	48.5	6.2
<i>GT + ST, ciclo combinado (gas natural)</i>	100	85.2	70.2	55.1	40.1	28.8	17.3
<i>GT + ST, ciclo combinado (petróleo diésel)</i>	100	97.7	95.7	93.8	91.8	56.7	21.3



In case of failure, anomalies or inconsistencies in the readings along the test which may mean suspensions, the need of repeating steps, delays or program changes, the new test condition under the new schedule will be managed by the Coordinator, DNVGL and ENEL.

En caso de fallo, anomalías o inconsistencias en los registros a lo largo de la realización de las pruebas que puedan conllevar la suspensión de las mismas, la necesidad de repetirlas, retrasos o cambios en el programa, las nuevas condiciones de las pruebas bajo el programa redefinido serán gestionado por el Coordinador, DNVGL y ENEL.

**ENEL will be responsible to send the indicated load program of the units to the dispatcher and the coordinator in due time.**

**Será responsabilidad de ENEL la gestión del programa de carga de las unidades al Coordinador requerido para la ejecución de las pruebas.**

**Tabla 7.3      Test Program overview**

	Charla/ Traslado	Prueba Pmax/CEN San Isidro II	Prueba Pmax/CEN San Isidro II	Prueba Pmax San Isidro II	Prueba Pmax San Isidro II	Sin Actividad	Sin Actividad	En reserva	En reserva
		CC	CA	CC	CA				
		Diésel	Diésel	GAS	GAS				
	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Sábado	Domingo	Lunes	Martes
Horario	09-jul	10-jul	11-jul	12-jul	13-jul	14-jul	15-jul	16-jul	17-jul
0:00 - 1:00									
1:00 - 2:00									
2:00 - 3:00									
3:00 - 4:00									
4:00 - 5:00									
5:00 - 6:00									
6:00 - 7:00		T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.				
7:00 - 8:00		T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.				
8:00 - 9:00		305 MW	210.2 MW	399 MW	260 MW				
9:00 - 10:00		305 MW	210.2 MW	399 MW	260 MW				
10:00 - 11:00		305 MW	210.2 MW	399 MW	260 MW				
11:00 - 12:00		305 MW	210.2 MW	399 MW	260 MW				
12:00 - 13:00		305 MW	210.2 MW	399 MW	260 MW				
13:00 - 13:30			210.2 MW		260 MW				
13:30 - 14:00		305 MW	T.C y E.	399 MW	T.C y E.				
14:00 - 14:30			205 MW		220 MW				
14:30 - 15:00		T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.				
15:00 - 15:30			200 MW		180 MW				
15:30 - 16:00		298 MW	T.C y E.	340 MW	T.C y E.				
16:00 - 16:30			195 MW		140 MW				
16:30 - 17:00		T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.				
17:00 - 17:30			190 MW		100 MW				
17:30 - 18:00		292 MW	T.C y E.	280 MW	T.C y E.				
18:00 - 18:30			102 MW		57 MW				
18:30 - 19:00		T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.	T.C y E.				
19:00 - 19:30			13 MW		14 MW				
19:30 - 20:00		286 MW		220 MW					
20:00 - 21:00		T.C y E.		T.C y E.					
21:00 - 22:00		280 MW		160 MW					
22:00 - 23:00		T.C y E.		T.C y E.					
23:00 - 24:00		173 MW		115 MW					
24:00 - 01:00		T.C y E.		T.C y E.					
01:00 - 02:00		65 MW		69 MW					

Daily calibration of the CEMS prior to the start of the test. Time to be scheduled by ENEL.

La calibración diaria del CEMS previa al inicio de las pruebas de la unidad debe ser realizada por ENEL.

Daily calibration of the online gas chromatograph (if the tests are done with natural gas) prior to the start of the test. Time to be scheduled by ENEL.

La calibración diaria del gas cromatógrafo en línea previa (si las pruebas se realizan con gas natural) al inicio de las pruebas de la unidad debe ser realizada por ENEL.

The total test duration will be one (1) hour for each load point to collect a decent set of data and as advised in PTC46 when testing combined cycle configuration. Seen the small load steps it is assumed that the

required stabilization time after load change is one (1) hour for the test in combined cycle mode. When testing open cycle configuration, the stability time and the test duration will be reduced to half an hour.. If, according to DNVGL, it turned out that in the foreseen period the stabilization criteria are not met, the stabilization time will be extended until stable operation is reached. Stabilization criteria will be based on PTC 46-2015 practices, paying special attention to:

- 1) Wheel-space temperatures of the turbines, that must be reach stable values before the test.
- 2) Power output relative standard deviation within limits based on the PTC (relative standard deviation below 0.65%).
- 3) The technical expert criteria.

La duración de cada una de las pruebas CEN en cada valor de carga particular será de una hora (1) de acuerdo con los criterios de la PTC46 para las configuraciones en modo ciclo combinado. Dados los pequeños escalones a probar se asume que el tiempo de estabilización a cada cambio de carga será de 1 hora tanto en ciclo combinado. Para las configuraciones en modo ciclo abierto, la duración de la prueba será de 0.5 horas y la estabilización previa de 0.5 horas.. Si de acuerdo con el criterio de DNVGL, estas condiciones de estabilización no han sido logradas, el tiempo de estabilización será extendido hasta que se alcancen condiciones de operación estables. Los criterios de estabilización se basarán en las recomendaciones de la PTC 46-2015, con especial atención a:

- 1) La estabilidad de las temperaturas entre ruedas e internos de las turbinas, que deben haber alcanzado condiciones de estabilidad antes de las pruebas.
- 2) La desviación relativa estándar, según las recomendaciones de las PTC, de la potencia eléctrica (desviación relativa que debe estar por debajo del 0.65%).
- 3) El criterio del experto técnico.

The first day on site (9 July 2018) is used to get a site induction and introduction to the plant and personnel involved in the tests. Also, the test equipment will be inspected.

El primer día en la instalación (9 de Julio) será utilizado como día de familiarización e introducción a la planta y al equipo que participará en las pruebas. También durante ese día los equipos de pruebas serán inspeccionados.

### 7.1.1 Test program day 1 (10 July 2018) / Día uno de programa de pruebas (10 Julio 2018)

The configuration that is tested the 1st day is Simple Cycle mode with natural gas as fuel / La configuración que se prueba el primer día es el modo de ciclo simple con gas natural como combustible.

<b>Prueba Pmax/CEN San Isidro II</b>	
<b>CC</b>	
<b>Diésel</b>	

	Martes	
Horario	10-jul	
0:00 - 1:00		
1:00 - 2:00		
2:00 - 3:00		
3:00 - 4:00		
4:00 - 5:00		
5:00 - 6:00		
6:00 - 7:00	T.C y E.	
7:00 - 8:00	T.C y E.	
8:00 - 9:00	305 MW	
9:00 - 10:00	305 MW	
10:00 - 11:00	305 MW	
11:00 - 12:00	305 MW	
12:00 - 13:00	305 MW	FINAL PRUEBAS PMAX y HORA DE INICIO DE ESTABILIDAD PRUEBAS CEN
13:00 - 13:30	305 MW	
13:30 - 14:00		Muestreo de 2*1 litro diésel
14:00 - 14:30	T.C y E.	
14:30 - 15:00		
15:00 - 15:30	298 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
15:30 - 16:00		
16:00 -16:30	T.C y E.	
16:30 -17:00		
17:00 - 17:30	292 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
17:30 - 18:00		
18:00 - 18:30	T.C y E.	
18:30 - 19:00		
19:00 - 19:30	286 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
19:30 - 20:00		
20:00 - 21:00	T.C y E.	
21:00 - 22:00	280 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
22:00 - 23:00	T.C y E.	
23:00 - 24:00	173 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
24:00 - 01:00	T.C y E.	
01:00 - 02:00	65 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel

### 7.1.2 Test program day 2 (11 July 2018) / Día dos de programa de pruebas (11 Julio 2018)

		Prueba Pmax/CEN San Isidro II
		CA
		Diésel
		Miércoles
Horario		11-jul
0:00 - 1:00		
1:00 - 2:00		
2:00 - 3:00		
3:00 - 4:00		
4:00 - 5:00		
5:00 - 6:00		
6:00 - 7:00	T.C y E.	
7:00 - 8:00	T.C y E.	
8:00 - 9:00	210.2 MW	
9:00 - 10:00	210.2 MW	
10:00 - 11:00	210.2 MW	
11:00 - 12:00	210.2 MW	
12:00 - 13:00	210.2 MW	FINAL PRUEBAS PMAX y HORA DE INICIO DE ESTABILIDAD PRUEBAS CEN
13:00 - 13:30	210.2 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
13:30 - 14:00	T.C y E.	
14:00 - 14:30	205 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
14:30 - 15:00	T.C y E.	
15:00 - 15:30	200 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
15:30 - 16:00	T.C y E.	
16:00 -16:30	195 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
16:30 -17:00	T.C y E.	
17:00 - 17:30	190 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
17:30 - 18:00	T.C y E.	
18:00 - 18:30	102 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel
18:30 - 19:00	T.C y E.	
19:00 - 19:30	13 MW	Muestreo de 2*1 litro diésel

### 7.1.3 Test program day 3 (12 July 2018) / Día tres de programa de pruebas (12 Julio 2018)

		Prueba Pmax San Isidro II
		CC
		GAS
		Jueves
Horario		12-jul
0:00 - 1:00		
1:00 - 2:00		
2:00 - 3:00		
3:00 - 4:00		
4:00 - 5:00		
5:00 - 6:00		Calibración/verificación cromatógrafo previa
6:00 - 7:00	T.C y E.	
7:00 - 8:00	T.C y E.	
8:00 - 9:00	399 MW	
9:00 - 10:00	399 MW	
10:00 - 11:00	399 MW	
11:00 - 12:00	399 MW	
12:00 - 13:00	399 MW	FINAL PRUEBAS PMAX y HORA DE INICIO DE ESTABILIDAD PRUEBAS CEN
13:00 - 13:30	399 MW	Toma de muestra de gas
13:30 - 14:00		
14:00 - 14:30	T.C y E.	
14:30 - 15:00		
15:00 - 15:30	340 MW	
15:30 - 16:00		
16:00 -16:30	T.C y E.	
16:30 -17:00		
17:00 - 17:30	280 MW	
17:30 - 18:00		
18:00 - 18:30	T.C y E.	
18:30 - 19:00		
19:00 - 19:30	220 MW	
19:30 - 20:00		
20:00 - 21:00	T.C y E.	
21:00 - 22:00	160 MW	
22:00 - 23:00	T.C y E.	
23:00 - 24:00	115 MW	
24:00 - 01:00	T.C y E.	
01:00 - 02:00	69 MW	Toma de muestra de gas



## 7.1.4 Test program day 4 (13 July 2018) / Día cuatro de programa de pruebas (13 Julio 2018)

		Prueba Pmax San Isidro II
		CA
		GAS
		Viernes
Horario		13-jul
0:00 - 1:00		
1:00 - 2:00		
2:00 - 3:00		
3:00 - 4:00		
4:00 - 5:00		
5:00 - 6:00		Calibración/verificación cromatógrafo previa
6:00 - 7:00	T.C y E.	
7:00 - 8:00	T.C y E.	
8:00 - 9:00	260 MW	
9:00 - 10:00	260 MW	
10:00 - 11:00	260 MW	
11:00 - 12:00	260 MW	
12:00 - 13:00	260 MW	FINAL PRUEBAS PMAX y HORA DE INICIO DE ESTABILIDAD PRUEBAS CEN
13:00 - 13:30	260 MW	Toma de muestra de gas
13:30 - 14:00	T.C y E.	
14:00 - 14:30	220 MW	
14:30 - 15:00	T.C y E.	
15:00 - 15:30	180 MW	
15:30 - 16:00	T.C y E.	
16:00 -16:30	140 MW	
16:30 -17:00	T.C y E.	
17:00 - 17:30	100 MW	
17:30 - 18:00	T.C y E.	
18:00 - 18:30	57 MW	
18:30 - 19:00	T.C y E.	
19:00 - 19:30	14 MW	Toma de muestra de gas

## 7.2 Stabilization and test duration / Estabilización y duración de tests

At the start of the test there will be a stabilization time of, at least, one hour in order not to obtain fluctuating values during the test after reaching the load point. By judgment of the DNVGL test engineer, the stabilization time may be extended when specific critical parameters are still (slowly) increasing or decreasing. The stabilization time will be extended until a stable equilibrium has been reached.

Al inicio de las pruebas se considerará un tiempo de estabilización de, al menos, una hora, de tal manera que no existan fluctuaciones en las mediciones después de alcanzar el valor de carga de estado. Si así es identificado, bajo el criterio del técnico experto, este periodo de estabilización puede ser extendido cuando parámetros críticos siguiesen fluctuando. El tiempo de estabilización será extendido hasta que sea considerado por el técnico experto que un equilibrio y condición estable ha sido alcanzado.

The scheduled total test duration is 1 hour per load point. As above, if considered necessary by the technical expert, this time can be extended until results are considered satisfactory by the test engineer.

La duración total será de 1 hora. Como en el párrafo anterior, si es considerado necesario por el experto técnico, este tiempo podría ser extendido hasta que los resultados se consideren satisfactorios tanto por el experto técnico en las pruebas.

For the open cycle configuration, the previous times will be reduced to half an hour.


En las configuraciones de ciclo abierto, los tiempos anteriormente expuestos se reducirán a la mitad.

Stabilization criteria will be based on PTC 46-2015 practices, paying special attention to:

- 1) Wheel-space temperatures of the turbines, that must be reach stable values before the test.
- 2) Power output relative standard deviation within limits based on the PTC (standard relative deviation below 0.65%).
- 3) The technical expert criteria.

Los criterios de estabilización se basarán en las recomendaciones de la PTC 46-2015, con especial atención a:

- 1) La estabilidad de las temperaturas entre ruedas e internos de las turbinas, que deben haber alcanzado condiciones de estabilidad antes de las pruebas.

- 
- 2) La desviación relativa estándar, según las recomendaciones de las PTC, de la potencia eléctrica (desviación estándar relativa que debe estar por debajo del 0.65%).
  - 3) El criterio del experto técnico.

### **7.3 DNV GL Team for tests/Equipo que participará en la prueba**

The DNV GL team that will participate in, and supervise the field tests will consist of one expert:

- On site power plant expert/test engineer, with extensive experiences in design, operation and maintenance and testing of combined cycle power plants.

El equipo de DNV GL que participará en el proyecto y supervisará las pruebas en campo consistirá en un experto:

- Un experto técnico de pruebas de performance que estará en planta durante las pruebas, con experiencia en diseño, operación, mantenimiento y pruebas en las tecnologías de ciclo combinado.

## 8 TEST SPECIFICATIONS / ESPECIFICACIONES DE LOS TESTS

### 8.1 General / General

The tests to determine the net heat rate of power of the plant, will be based on procedure established in the Technical Annex "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras".

Las pruebas para determinar el consumo específico neto de la planta se realizarán conforme al procedimiento establecido en el anexo técnico "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras".

The heat rate will be determined for the load points; maximum load, minimum load and 5 intermediate points and is defined as the heat input divided by the net power of the unit (kcal/kWh). The foreseen tests will be performed with the main fuel (natural gas) and with the back-up fuel (diesel)

La potencia máxima se determinará de cargas; carga máxima, carga mínima y 5 estados intermedios y se define como consumo de combustible / potencia neta de salida (kcal/kWh). Las pruebas previstas se realizarán con el combustible principal (gas natural) y con el combustible alternativo de reserva (diésel).

Two different plant configurations will be tested:


- (1) one gas turbine with the steam turbine in operation
- (1) one gas turbine in open cycle (no steam turbine)

Dos configuraciones diferentes van a ser probadas:

- (1) una turbina de gas con la turbina de vapor en operación (ciclo combinado)
- (1) una turbina de gas en ciclo simple.

The plant will be operated under normal operating conditions, so with all control systems operating in automatic mode and protections (including alarms, boiler blow down, drain and purge systems) are enabled and operating. The operation mode will be load control, so frequency control will be disabled in order to obtain an accurate result.

La planta operará bajo condiciones normales de operación, por lo que todos los sistemas de control se operarán en modo automático y las protecciones (incluyendo alarmas, purga del calderín, drenajes y otras purgas) estarán habilitadas y operativas en sus condiciones normales de operación. El modo de operación será el de control de carga, por lo que el control de frecuencia estará deshabilitado durante las pruebas para obtener unos resultados sin fluctuaciones.



If a test is done in simple cycle configuration, then the flue gasses will bypass the HRSG and the steam turbine will not produce any power.

Si las pruebas se realizan en la configuración de ciclo abierto, los gases de escape de la TG by-pasearán la caldera de recuperación del ciclo agua-vapor.

### 8.1.1 Other pre-requirements / otros pre-requisitos

- The test will only commence if there are no restrictions to be expected in fuel supply, grid connection and cooling water supply.

Las pruebas solamente comenzarán si no existen restricciones de combustible, de congestión en la red y de suministro de agua de enfriamiento.

- All generator coolers should be in service to prevent limitation in power output

El sistema de enfriamiento (coolers) del generador deben estar en servicio para evitar cualquier limitación en la potencia de salida.

- All cooling tower coolers should be in service as specified by manufacturer requirements

Las torres de refrigeración y sus coolers deben estar en servicio según los requerimientos de diseño del fabricante.

- The compressor of the gas turbine should be clean. So, at least, an off-line compressor wash should be carried out prior the start of the heat rate tests, with the shortest period of time possible according the plant dispatch, according PTC 22 best practices. The technical expert will required from the generator registers about what time this compressor wash has been done.

El compresor de la turbina de gas debe estar limpio. Por tanto, al menos, un lavado off-line del compresor deberá haber sido realizado previamente a las pruebas de consumo específico, con el menor espacio de tiempo posible compatible con la operación bajo despacho de la unidad, de acuerdo con las mejores prácticas expuestas en el PTC22. El experto técnico solicitará al coordinado registros de cuándo esta limpieza ha sido realizada.

- For the test on diesel fuel, it is required that the diesel quality is stable. Therefore it should be supplied from one batch or only from one tank, so this tank should be filled with enough diesel to

supply all fuel for the test day. Refilling the tank is not allowed during the test day and if a refill is done, this should be reported to the technical expert.

Para las pruebas con combustible diésel se requiere que las condiciones del combustible sean estables. Por tanto, durante las pruebas, la alimentación de diésel debe realizarse sólo de un tanque, requiriendo que antes de las pruebas dicho tanque esté provisto de suficiente combustible para las pruebas que van a ser realizadas ese día. El rellenado y trasiego de combustible no debe realizarse durante el día de pruebas.

- Daily calibration of the CEMS prior to the start of the test.

La calibración o verificaciones diarias automáticas del CEMS debe ser realizada por ENEL y sus resultados enviados al experto técnico. El experto técnico requiere también los resultados de estas verificaciones diarias registradas antes de las pruebas (semana previa) con el fin de verificar que el funcionamiento del CEMS durante las pruebas es representativo de la mayor fiabilidad.

- Daily calibration of the online gas chromatograph (if the tests are done with natural gas) prior to the start of the test.

La calibración diaria del gas cromatógrafo en línea previa (si las pruebas se realizan con gas natural) al inicio de las pruebas de la unidad debe ser realizada por ENEL.

- All instrument specification and calibration certificates for all main power, temperature and humidity measurements and also the calibration certificates and reports of quaternary calibration of the CEMS should be made available for DNV GL at least 10 days' prior the test period is scheduled.

Todas las especificaciones de instrumentación y certificados de calibración para la medición de energía, temperatura, humedad, así como los certificados de calibración diarios y trimestrales del CEMS deben ser puestos a disposición de DNV GL al menos 10 días antes de la fecha prevista para las pruebas.

## 8.2 Reference conditions /Condiciones de referencia

The applicable reference conditions of the plant are presented in table 8.2.

Las condiciones de referencia aplicables de la planta se muestran en la table 8.2.

**Tabla 8.2 Condiciones de referencia**

Description	Unit	Reference
Ambient temperature	°C	15
Ambient pressure	mbar	1006
Ambient relative humidity	%	75
Power factor generator gas turbine	-	0.85

Power factor generator steam turbine	-	0.85
Heating value natural gas [LHV]	kJ/kg	47930
Heating value diesel [LHV]	kJ/kg	42705

**The reference value for the power factor of the generators is 0.85. However, the power factor during the test should be 0.95 if possible, as stated in the technical annex.**

**El valor de referencia para el factor de potencia de los generadores es de 0.85. Sin embargo, durante la ejecución de las pruebas el factor de potencia debe estar ajustado a 0.95 en la medida de lo posible, según requerimiento del anexo técnico.**

### 8.3 Auxiliary consumption/Consumo de auxiliares

The net power will be measured with the net power meters of the gas turbine and the steam turbine. To determine the own auxiliary power consumption of the unit fed from the unit (see figure 8.1), the transformer loss (as calculated in MHI test procedure S4-79500), (see Appendix 1) is added to the measured net power and this sum is subtracted from the gross power output at the generator terminals. Other Auxiliary power is only taken into account if it is supplied from a point located upstream of the net power measurement.


La potencia neta se medirá en los contadores de energía neta de la turbina de gas y de la turbina de vapor. Para determinar los **consumos auxiliares propios alimentados desde la unidad (véase figura 8.1)**, las pérdidas en el transformador (calculadas por MHI en el procedimiento de pruebas S4-79500), (véase Appendix 1) se añadirán a la medida de potencia neta y a esta suma se restarán de la potencia bruta medida en bornas del generador. Otros consumos auxiliares sólo serán tenidos en cuenta si se toman aguas abajo del punto de medida de potencia neta.

According to the technical annex, auxiliary power is defined as power consumption associated with the actual operation of the generating unit, without which the proper operation of the unit is not possible.

De acuerdo con el anexo técnico, los consumos auxiliares están definidos como los consumos asociados a la operación real de la unidad, sin los cuales la operación de la unidad no es posible.

The following auxiliary services shall not be considered as auxiliary power consumption and have to be shut down / switched off / get power from another unit or, if separating is not possible, be measured and reported separately:

- a) Auxiliary water plants, such as desalinated water, demineralised, potable, waste.
- b) Administrative buildings.
- c) Any other consumption not associated to the operation itself of the generation unit



The auxiliary services interconnected with the unit 1 (San Isidro 1) must be isolated from the unit 2 during the tests.

Auxiliary services that are shared by 2 or more generating units should be considered in proportion to the energy generated by the units during the measurement period.

Los siguientes consumos auxiliares no se considerarán como consumos auxiliares de la planta y deben estar fuera de servicio / parados / tomados de la otra unidad que no está bajo pruebas o si no es posible aislarlos, medidos y reportados de manera separada:

- a) Sistema de Producción de Agua Desmineralizada, agua potable o de tratamiento residual.
- b) Edificios administrativos.
- c) Cualquier otro consumo no asociado a la operación misma de la planta de generación.

Los servicios auxiliares interconectados, a nivel de proceso, con la unidad 1 (San Isidro 1) deben estar aislados durante los ensayos.

Si los servicios auxiliares son compartidos por 2 o más unidades de generación, estos deben ser considerados en la proporción a la energía generada por las unidades durante el periodo de medición de las pruebas.

## **8.4 Data collection and stability criteria/Recopilación de datos y criterio de estabilización**

The stability check during the test and corrections will be made over collected data from a consecutive 30 minutes period. If in this 30 minutes the stability criteria (see table 8.3) are not met, the evaluation of power and efficiency will be determined over three time-periods of at least 5 and maximal 20 consecutive minutes taken from the total test period of one (1) hour. The three time-periods will be individually corrected and then averaged. If it is not possible to find sufficient stable periods, the test must be redone. However, if the fluctuations are limited in time and amplitude, it can be decided to discard these readings showing excessive deviations and to accept the test. All to be judged and decided by the technical expert.

Los criterios de estabilización durante las pruebas y las correcciones a ser realizadas serán de aplicación a 30 minutos consecutivos de tiempo. Si en estos 30 minutos consecutivos los criterios de estabilidad (tabla 8.3) no se cumplen, se tomará como periodo de evaluación tres periodos de tiempo de al menos 5 y máximo 20 minutos consecutivos de tiempo tomados del periodo de 1 hora. Los tres periodos de tiempo serán evaluados individualmente, corregidos y promediados. Si no es posible encontrar tiempos estables suficientes, las pruebas deberán realizarse de nuevo. En cualquier caso, si las fluctuaciones son limitadas en



tiempo y amplitud, se puede decidir descartar esos valores y aceptar las pruebas. Estas situaciones serán estudiadas y decididas por el experto técnico.

Tabla 8.3 Criterio de estabilización de prueba (ASME-PTC22)

Variable	Sample standard deviation	STD Type
Power output (electrical)	0.65 %	Relative STD
Barometric pressure	0.16 %	Relative STD
Inlet air temperatura	0.7 °C	Absolute STD
Fuel Flow	0.65%	Relative STD
Rotating speed	0.33%	Relative STD
Relative STD:	Absolute STD:	
$S_N = \frac{\sqrt{\left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2\right]}}{\bar{x}}$ <p>where</p> $\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$	$S_N = \sqrt{\left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2\right]}$ <p>where</p> $\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i$	

## 8.5 Correction method of the unit/Metodología de corrección

During the tests the actual conditions at the system boundary of the unit can deviate from the defined reference conditions as given in table 8.2. It is agreed between the technical expert, the coordinator an ENEL that the following corrections will be applicable:

- correction for air temperature at the inlet of the compressor of the gas turbine
- correction for relative humidity
- correction for power factor of the generator of the steam turbine

- correction for power factor of the generator of the gas turbine

**The correction curves, as indicated above, including the applicable mathematical function of the curves, have to be supplied by ENEL.**

Durante la ejecución de las pruebas las condiciones reales de contorno del sitio se desviarán de las condiciones de referencias dadas en la tabla 8.2. Se acuerda por el experto técnico, el Coordinador y ENEL las siguientes correcciones que serán de aplicación:

- Corrección por temperatura del aire a la entrada del compresor de la turbina de gas
- Corrección por humedad relativa
- Corrección por el factor de potencia del generador de la turbina de vapor
- Corrección por el factor de potencia del generador de las turbinas de gas

**Las curvas de corrección, como se indica anteriormente, incluyendo la formulación matemática de las curvas, debe ser suministrada por ENEL.**

The correction curves supplied for combined cycle mode are unit corrections for net power and heat rate (see Appendix 2). The correction curves for open cycle mode are for gross power and heat rate (see appendix 3). The correction will be calculated in a different way for combined cycle mode and simple cycle mode. Because the correction for combined cycle mode is based on net power/heat rate and for simple cycle the correction is based on gross power/heat rate. For both situations, the corrections are based on a power factor of 0.85. So, the measured net power should be corrected for power factor first (see Appendix 2) before the correction for ambient temperature and relative humidity can be applied. Figure 8.1 illustrates the variables used for correction (in this case gas turbine, but the same applies for the steam turbine)

Las curvas de corrección suministradas para la configuración de ciclo combinado son correcciones a la potencia neta y consumo específico (véase Apéndice 2). Las curvas de corrección suministradas para el funcionamiento en ciclo abierto son curvas aplicables a la potencia bruta y heat rate bruto (véase apéndice 3). Por tanto, las correcciones serán calculadas de manera diferente para las configuraciones en ciclo combinado y ciclo abierto. En ambas configuraciones, las correcciones están basadas en un factor de potencia de la unidad de 0.85. Por tanto, la potencia neta debe ser corregida primero por factor de potencia de referencia (véase apéndice 2) antes de aplicar las correcciones por temperatura ambiente y humedad. La figura 8.1 muestra las variables utilizadas para la corrección (en este caso para la turbina de gas, pero son aplicación también para la turbina de vapor).

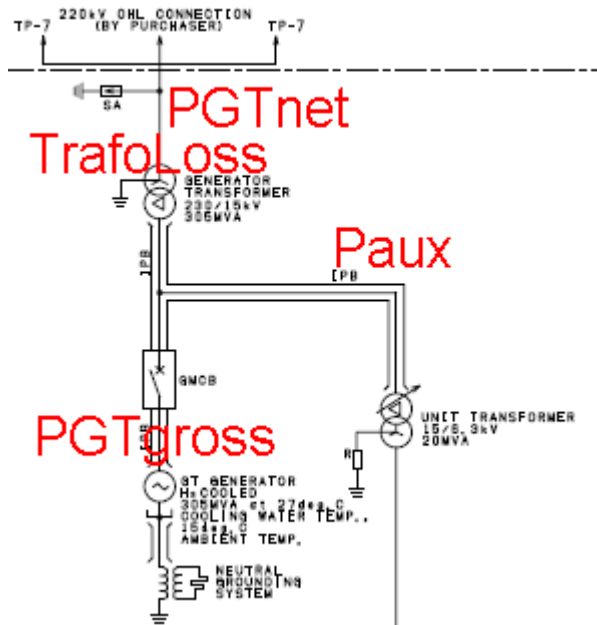


Figure 8.1 Illustration of the variables used for calculating the corrected heat rate

### 8.5.1 Correction method for combined cycle operation / Corrección para el modo ciclo combinado

The following steps will be followed to, finally, determine the corrected net heat rate (text is for natural gas, substitute gas for diesel when operating on diesel fuel) for combined cycle mode:

Los siguientes pasos son de aplicación para, finalmente, determinar el consumo específico neto corregido (la descripción es para combustible gas natural, siendo el procedimiento idéntico cuando el combustible sea diésel) para el modo de funcionamiento ciclo combinado:

- 1 determine the transformer loss / [determinación de las pérdidas en el transformador](#)

$$GTTrafoLoss = KW_{GTR-GT}$$

Where/Donde:

$GTTrafoLoss$  = Transformer loss of GT step-up transformer at actual measured gas turbine power [kW]

$KW_{GTR-GT}$  : See Appendix 1; input =  $PGT_{gross}$  and actual power factor

$PGT_{gross}$  = Measured gross power at GT generator terminals [kW]

- 2 determine the actual auxiliary power supplied by the GT / [determinación de los consumos auxiliares suministrados por la TG](#)

$$P_{auxGT} = PGT_{gross} - (PGT_{net} + GTTrafoLoss)$$

Where/Donde:

$P_{auxGT}$	= Auxiliary power supplied by the gas turbine	[kW]
$PGT_{gross}$	= Measured gross power at GT generator terminals	[kW]
$PGT_{net}$	= Measured net power at 220 kV side GT step-up transformer	[kW]
$GTTrafoLoss$	= Transformer loss of GT step-up transformer	[kW]

- 3 correct gas turbine gross power to power factor = 0.85 / [corrección de la potencia bruta al factor de potencia 0.85](#)

$$PGT_{gross0.85} = PGT_{gross} + \Delta_{pf0.85}$$

Where/Donde:

$PGT_{gross0.85}$	= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.85	[kW]
$PGT_{gross}$	= Measured gross power at GT generator terminals	[kW]
$\Delta_{pf0.85}$	= absolute correction to power factor = 0.85	[kW]

- 4 correct transformer loss for corrected gross power / [corrección de las pérdidas en el transformador a la potencia bruta corregida](#)

$$GTTrafoLoss0.85 = KW_{GTR-GT}$$

Where/Donde:

$GTTrafoLoss0.85$	= Transformer loss at corrected gas turbine power	[kW]
$KW_{GTR-GT}$	: See Appendix 1; input = $PGT_{gross0.85}$ and power factor = 0.85	

- 5 calculate net gas turbine power, corrected to power factor = 0.85 / [cálculo de la potencia neta de la turbina de gas al factor de potencia de 0.85](#)

$$PGT_{net0.85} = PGT_{gross0.85} - (P_{auxGT} + GTTrafoLoss0.85)$$

Where/Donde:

$PGT_{net0.85}$	= Corrected net power to power factor = 0.85	[kW]
$PGT_{gross0.85}$	= Corrected gross power to power factor = 0.85	[kW]
$GTTrafoLoss0.85$	= Transformer loss of GT step-up transformer at $PGT_{gross0.85}$	[kW]
$P_{auxGT}$	= Auxiliary power supplied by the gas turbine	[kW]

- 6 repeat steps 1 to 5 for the steam turbine, substitute ST for GT / [mismos pasos del 1 al 5 para la turbina de vapor \(sustituyendo la siga GT por ST\)](#)

- 7 calculate net heat rate for power corrected to power factor = 0.85 / [cálculo del consume específico neto a factor de potencia 0.85](#)

$$HR_{net0.85} = (PGT_{net0.85} + PST_{net0.85}) / Q_{gas_{meas}}$$

Where/Donde:

$HR_{net0.85}$	= Corrected net heat rate at power factor = 0.85	[kWe/kWth]
$PGT_{net0.85}$	= Corrected net GT power to power factor = 0.85	[kW]
$PST_{net0.85}$	= Corrected net ST power to power factor = 0.85	[kW]
$Q_{gas_{meas}}$	= Thermal input measured of gas	[kWth]

$$Q_{gas_{meas}} = gasflow * (LHV + sensible\ heat)$$

- 8 correct heat rate for Tambient and RHambient / [corrección del Heat Rate por Temperatura ambiente y humedad \(ingreso del compresor\)](#)

$$HRnet_{0.85Corr} = HRnet_{0.85} * (F_{Tamb} * F_{THamb})$$

Where/Donde:

$HRnet_{0.85Corr}$	= Corrected net heat rate for: ambient temperature and relative humidity	[kWe/kWth]
$HRnet_{0.85}$	= Corrected net heat rate at power factor = 0.85	[kWe/kWth]
$F_{Tamb}$	= relative correction for air filter inlet air temperature	[-]
$F_{THamb}$	= relative correction for air filter inlet air relative humidity	[-]

- 9 correct power for ambient temperature and relative humidity / [corrección de la potencia de la unidad por temperature y humedad relativa](#)

$$Punit_{net0.85Corr} = Punit_{net0.85} * (F_{Tamb} * F_{THamb})$$

Where/Donde:

$Punit_{net0.85} = (PGT_{net0.85} + PST_{net0.85})$		
$Punit_{net0.85}$	= net unit power at power factor = 0.85	[kW]
$Punit_{net0.85Corr}$	= Corrected net unit power for: ambient temperature and relative humidity	[kW]
$F_{Tamb}$	= relative correction for air filter inlet air temperature	[-]
$F_{THamb}$	= relative correction for air filter inlet air relative humidity	[-]

- 10 calculate thermal input for corrected power and heat rate / [cálculo del consumo a la potencia corregida](#)

$$Qgas_{corr} = Punit_{net0.85Corr} / HRnet_{0.85Corr}$$

Where/Donde:

$Qgas_{corr}$	= Gas input for corrected heat rate	[kWth]
$HRnet_{0.85Corr}$	= Corrected net heat rate for: ambient temperature and relative humidity	[kWe/kWth]
$Punit_{net0.85corr}$	= Corrected net unit power at power factor = 0.85	[kW]

- 11 correct gas turbine power to power factor 0.95 / [corrección de la potencia de la turbina de gas a factor de potencia de 0.95](#)

$$PGT_{gross0.95} = PGT_{gross0.85} + \Delta_{pf0.95}$$

Where/Donde:

$PGT_{gross0.95}$	= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.95	[kW]
$PGT_{gross0.85}$	= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.85	[kW]
$\Delta_{pf0.95}$	= absolute correction from power factor = 0.85 to 0.95	[kW]

- 12 calculate gas turbine step-up transformer loss based on power factor = 0.95 / cálculo de las pérdidas en el transformador elevador a factor de potencia de 0.95

$$GTTrafoLoss0.95 = KW_{GTR-GT}$$

Where/Donde:

$GTTrafoLoss0.95$  = Transformer loss at corrected gas turbine power [kW]  
 $KW_{GTR-GT}$  : See Appendix 1; input =  $PGT_{gross0.95}$  and power factor = 0.95

- 13 calculate net gas turbine power corrected to power factor = 0.95 / cálculo de la potencia neta de la turbina de gas a factor de potencia de 0.95

$$PGT_{net0.95} = PGT_{gross0.95} - (P_{auxGT} + GTTrafoLoss0.95)$$

Where/Donde:

$PGT_{net0.95}$  = Corrected net power to power factor = 0.95 [kW]  
 $PGT_{gross0.95}$  = Corrected gross power to power factor = 0.95 [kW]  
 $GTTrafoLoss0.95$  = Transformer loss of GT step-up transformer at  $PGT_{gross0.95}$  [kW]  
 $P_{auxGT}$  = Auxiliary power supplied by the gas turbine [kW]

- 14 repeat steps 9 to 13 for the steam turbine, substitute ST for GT / Repetir los mismos pasos de 9 a 13 para la turbina de vapor (sustituyendo el término GT por ST)

- 15 Calculate the Unit net power corrected to 0.95 and reference ambient temperature and relative humidity conditions/Cálculo de la potencia neta de la unidad a factor de potencia 0.95 y a las condiciones de referencia (temperatura y humedad):

$$Punit_{net0.95Corr} = Punit_{net0.85Corr} + (PGT_{gross0.95} - PGT_{gross0.85}) + (PST_{gross0.95} - PST_{gross0.85})$$

$Punit_{net0.95Corr}$  = Corrected net unit power for power factor 0.95 and ambient temperature and relative humidity [kW]

$Punit_{net0.85Corr}$  = Corrected net unit power for power factor 0.85 and ambient temperature and relative humidity [kW]

$PGT_{gross0.95}$  = Corrected gross power to power factor = 0.95 [kW]

$PGT_{gross0.85}$  = Corrected gross power to power factor = 0.85 [kW]

$PST_{gross0.95}$  = Corrected gross power to power factor = 0.95 [kW]

$PST_{gross0.85}$  = Corrected gross power to power factor = 0.85 [kW]

- 16 calculate corrected heat rate at power factor = 0.95 / Cálculo Heat Rate neto corregido a factor de potencia 0.95

$$HR_{net0.95Corr} = (Punit_{net0.95Corr}) / Q_{gas_{corr}}$$

Where/Donde:

$HR_{net0.95Corr}$  = Corrected net heat rate at power factor = 0.95 and ambient temperature and relative humidity [kWe/kWth]

$Punit_{net0.95Corr}$  = Corrected net unit power for: ambient temperature and relative humidity [kW]

$Q_{gas_{corr}}$  = Thermal input of gas corrected [kWth]

- 17 Calculate corrected Specific Consumption at power factor = 0.95 / Cálculo de consumo específico neto (CEN) corregido a factor de potencia 0.95

$$CEN_{0.95Corr} = 3600 * \left( \frac{1}{HR_{net0.95Corr}} \right) / 4,1868$$

Where/Donde:

$HR_{net0.95Corr}$

= Corrected net heat rate at power factor = 0.95

[kWe/kWth]

$CEN_{0.95Corr}$

= Consumo específico neto corregido

[kcal/kWh]

## 8.5.2 Correction method for simple cycle operation / Correcciones en modo ciclo abierto

The following steps will be followed to, finally, determine the corrected net heat rate (text is for natural gas, substitute gas for diesel when operating on diesel fuel) for simple cycle mode:

Los siguientes pasos serán realizados para, finalmente, determinar el consumo específico neto corregido (el texto es para combustible gas natural, para la operación con diésel el proceso será el mismo) para ciclo abierto:

- 1 determine the transformer los / [determinación de las pérdidas en el transformador](#)

$$GTTrafoLoss = KW_{GTR-GT}$$

Where/Donde:

$GTTrafoLoss$

= Transformer loss of GT step-up transformer at actual measured gas turbine power

[kW]

$KW_{GTR-GT}$

: See Appendix 1; input =  $PGT_{gross}$  and actual power factor

$PGT_{gross}$

= Measured gross power at GT generator terminals

[kW]

- 2 determine the actual auxiliary power supplied by the GT / [determinación de los consumos auxiliaries alimentados desde la TG](#)

$$P_{auxGT} = PGT_{gross} - (PGT_{net} + GTTrafoLoss)$$

Where/Donde:

$P_{auxGT}$

= Auxiliary power supplied by the gas turbine

[kW]

$PGT_{gross}$

= Measured gross power at GT generator terminals

[kW]

$PGT_{net}$

= Measured net power at 220 kV side GT step-up transformer

[kW]

$GTTrafoLoss$

= Transformer loss of GT step-up transformer

[kW]

- 3 correct gas turbine gross power to power factor = 0.85 / [corrección de la potencia bruta de la TG a factor de potencia 0.85](#)

$$PGT_{gross0.85} = PGT_{gross} + \Delta_{pf0.85}$$

Where/Donde:

$PGT_{gross0.85}$

= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.85

[kW]

$PGT_{gross}$

= Measured gross power at GT generator terminals

[kW]

$\Delta_{pf0.85}$

= absolute correction to power factor = 0.85

[kW]

- 4 calculate gross heat rate for power corrected to power factor = 0.85 / cálculo del consumo específico bruto a factor de potencia 0.85

$$HR_{gross0.85} = (PGT_{gross0.85}) / Qgas_{meas}$$

Where/Donde:

$HR_{gross0.85}$	= Corrected gross heat rate at power factor = 0.85	[kWe/kWth]
$PGT_{net0.85}$	= Corrected gross GT power to power factor = 0.85	[kW]
$Qgas_{meas}$	= Thermal input measured of gas	[kWth]

$$Qgas_{meas} = gasflow * (LHV + sensible\ heat)$$

- 5 correct gross heat rate for ambient temperature and relative humidity / cálculo del Heat Rate bruto a condiciones ambientales (temperatura y humedad ingreso del compresor) de referencia

$$HR_{gross0.85Corr} = HR_{gross0.85} * (F_{Tamb} * F_{THamb})$$

Where/Donde:

$HR_{gross0.85Corr}$	= Corrected gross heat rate for: ambient temperature and relative humidity	[kWe/kWth]
$HR_{gross0.85}$	= gross heat rate at power factor = 0.85	[kWe/kWth]
$F_{Tamb}$	= relative correction for air filter inlet air temperature	[-]
$F_{THamb}$	= relative correction for air filter inlet air relative humidity	[-]

- 6 correct gross power for ambient temperature and relative humidity / potencia bruta corregida a las condiciones ambientales de referencia

$$PGT_{gross0.85Corr} = PGT_{gross0.85} * (F_{Tamb} * F_{THamb})$$

Where/Donde:

$PGT_{gross0.85}$	= gross unit power at power factor = 0.85	[kW]
$PGT_{gross0.85Corr}$	= Corrected gross gas turbine power for: ambient temperature and relative humidity	[kW]
$F_{Tamb}$	= relative correction for air filter inlet air temperature	[-]
$F_{THamb}$	= relative correction for air filter inlet air relative humidity	[-]

- 7 calculate thermal input for corrected power and heat rate / cálculo del consumo de combustible a la potencia bruta corregida

$$Qgas_{corr} = PGT_{gross0.85Corr} / HR_{gross0.85Corr}$$

Where/Donde:

$Qgas_{corr}$	= Gas input for corrected heat rate	[kWth]
$HR_{gross0.85Corr}$	= Corrected gross heat rate for: ambient temperature and relative humidity	[kWe/kWth]
$PGT_{gross0.85corr}$	= Corrected gross gas turbine power at power factor = 0.85	[kW]

- 8 correct gas turbine power to power factor 0.95 / corrección de la potencia bruta de la turbina a factor de potencia de referencia de 0.95



$$PGT_{gross0.95Corr} = PGT_{gross0.85Corr} + \Delta_{pf0.95}$$

Where/Donde:

$PGT_{gross0.95Corr}$	= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.95 and ambient conditions	[kW]
$PGT_{gross0.85Corr}$	= Corrected gas turbine gross power to power factor = 0.85 and ambient conditions	[kW]
$\Delta_{pf0.95}$	= absolute correction from power factor = 0.85 to 0.95	[kW]

- 9 calculate gas turbine step-up transformer loss based on power factor = 0.95 / cálculo de las pérdidas en el transformador elevador a factor de potencia de 0.95

$$GTTrafoLoss0.95 = KW_{GTR-GT}$$

Where/Donde:

$GTTrafoLoss0.95$	= Transformer loss at corrected gas turbine power	[kW]
$KW_{GTR-GT}$	: See Appendix 1; input = $PGT_{gross0.95Corr}$ and power factor = 0.95	

- 10 calculate net gas turbine power corrected to power factor = 0.95 / cálculo de la potencia neta de la turbina a factor de potencia de 0.95

$$PGT_{net0.95Corr} = PGT_{gross0.95Corr} - (P_{auxGT} + GTTrafoLoss0.95)$$

Where/Donde:

$PGT_{net0.95Corr}$	= Corrected net power to power factor = 0.95 and ambient cond.	[kW]
$PGT_{gross0.95Corr}$	= Corrected gross power to power factor = 0.89 and ambient cond.	[kW]
$GTTrafoLoss0.95$	= Transformer loss of GT step-up transformer at $PGT_{gross0.95}$	[kW]
$P_{auxGT}$	= Auxiliary power supplied by the gas turbine	[kW]

- 11 calculate corrected heat rate at power factor = 0.95 / cálculo del Heat rate neto de la turbina a factor de potencia 0.95

$$HR_{net0.95} = (PGT_{net0.95Corr}) / Q_{gasCorr}$$

Where/Donde:

$HR_{net0.95Corr}$	= Corrected net heat rate at power factor = 0.95	[kWe/kWth]
$PGT_{net0.95Corr}$	= Corrected net GT power to power factor = 0.95 and ambient cond	[kW]
$Q_{gasCorr}$	= Thermal input of gas corrected	[kWth]

- 12 Calculate corrected Specific Consumption at power factor = 0.95 / Cálculo de consumo específico neto (CEN) corregido a factor de potencia 0.95

$$CEN_{0.95Corr} = 3600 * \left( \frac{1}{HR_{net0.95Corr}} \right) / 4,1868$$

Where/Donde:

$HR_{net0.95Corr}$	= Corrected net heat rate at power factor = 0.95	[kWe/kWth]
$CEN_{0.95Corr}$	= Consumo específico neto corregido	[kcal/kWh]

## 8.6 Degradation/Degradación

The heat rate tests will be performed to determine the actual "as it is" situation of the unit. No degradation or correction will be applied for performance loss, degradation or fouling of the unit or components of the unit.

Las pruebas de Consumo Especifico Neto se realizarán sobre la situación actual de la instalación "as it is". Ningún factor de degradación o corrección por la misma se aplicará como pérdida de performance, degradación, ensuciamiento (fouling) o de componentes de la unidad.

## 8.7 Uncertainty/Incertidumbre

La incertidumbre de la prueba es un cálculo matemático que calcula con un nivel de confianza específico, el rango dentro del cual se encuentra los resultados reales. La determinación de la incertidumbre se realizará de acuerdo con ASME PTC 19.1 (2005)

### 8.7.1 Incertidumbre de la Prueba

El cálculo de la incertidumbre total de una prueba, así como la composición de la incertidumbre sistemática y aleatoria, se obtendrá de la siguiente expresión:

$$UR = \sqrt{b_R^2 + S_R^2}$$

Donde el primer término corresponde a la contribución de la incertidumbre sistemática y el segundo, a la aleatoria.

Tomando un intervalo de confianza de 95% (incertidumbre extendida), con un numero de lecturas de cada medición por encima de 30, la expresión será:

$$U_{95} = 2 * UR$$

Las incertidumbres se expresan en valores absolutos.

### 8.7.2 Cálculo de la Incertidumbre Sistemática Absoluta

La incertidumbre sistemática absoluta se calcula con la siguiente expresión:

$$b_R = \sqrt{\sum(\theta * b_{\bar{x}})^2}$$

Donde:

- $b_R$  = Incertidumbre estándar sistemática total, absoluta
- $\theta$  = Coeficiente de sensibilidad
- $b_{\bar{x}}$  = Incertidumbre estándar sistemática de cada variable individual del resultado

El coeficiente de sensibilidad se obtendrá de:

$$\theta = \partial R / \partial \bar{X}$$

Donde:

- $\bar{X}$  = Valor medio de la variable obtenida durante la prueba
- R = Resultado de los cálculos de la prueba (CEN).

El valor de  $\bar{X}$  será calculado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\bar{X} = \sum X_i / N$$

Donde:

- N = Número total de lecturas de la variable X
- $X_i$  = Valor de la lectura de la variable X

### 8.7.3 Cálculo de la Incertidumbre Aleatoria Absoluta

$$SR = \sqrt{\sum (\theta * s_{\bar{x}})^2}$$

Donde:

- SR = Incertidumbre estándar aleatoria total, absoluta
- $\theta$  = Coeficiente de sensibilidad (véase 8.7.2)
- $s_{\bar{x}}$  = Incertidumbre estándar aleatoria de la medida

$$s_{\bar{x}} = \frac{s_x}{\sqrt{N}}$$

$$s_x = \sqrt{\frac{\sum (X_i - \bar{X})^2}{N-1}}$$

- N = Número total de lecturas de la variable X
- $X_i$  = Valor de la lectura de la variable X
- $\bar{X}$  = promediando las mediciones de la variable X

## 8.8 Applied standards/Estándares de aplicación

The following standards will be used as a guideline for the heat rate/Los siguientes estándares serán aplicados como guía en las pruebas de consumo específico:

- ASME PTC 46 (2015) "Performance Test Code on Overall Plant Performance"

- ASME PTC 6 (2004) "Performance Test Code 6 on Steam Turbines"
- ASME PTC 22 (2014) "Performance Test Code on Gas Turbines"
- ASME PTC 4.4 (2008) "Heat Recovery Steam Gas Turbine Generators"
- ISO 2314 (2009) "Gas Turbines - Acceptance Test "
- ASME PTC 19.3 (1974) "Temperature Measurement"
- ASME PTC 19.1 (2005) "Test Uncertainty"

## 9 REGISTRATION OF VARIABLES/REGISTRO DE VARIABLES

For the test performing, ENEL has to prepare a protocol in order to register the data or their trend files mentioned in sections 9.1, 9.2 and 9.3 of this document. They will have to be provided in Excel, or comparable format. These files will have to be presented to the "Experto Técnico" previously to the test perform in order to be approved. A scanning interval of approximately 60 seconds is required. ENEL will grant the availability of all these variables and will inform of any issue with their registration previously to the test perform.


Registered data and information will be delivered to DNV GL right after tests have been performed or while the tests are being performed according to the "Experto Técnico" requests. At the end of every test day all collected data during that day will have to be hand over.

During the familiarization day, the DNV GL test engineer also will make a selection of the available standard trend curves and/or screen graphics form the DCS system and/or the gas turbine control system, which will be used as additional reference information.

ENEL is requested to deliver these additional copies in a standard digital format (jpg, bmp or comparable).

Para la ejecución de las pruebas, ENEL debe preparar un protocolo para el registro de las variables y de sus ficheros de tendencia mencionados en las secciones 9.1, 9.2 y 9.3 de este documento. Estos datos deberán ser suministrados en Excel o formato comparable. El contenido que albergarán estos ficheros debe ser presentado al experto técnico previamente a las pruebas para que sea verificado y aprobado. Un valor de escaneo a intervalos de 60 segundos es requerido. ENEL debe garantizar la disponibilidad de las variables expuestas e informar si existiese algún problema para su registro antes de realizar las pruebas

Los datos registrados y otro tipo de información (tales como capturas de pantalla del DCS) deben ser entregados a DNV GL justo al finalizar las pruebas o durante la ejecución de las mismas a petición del experto técnico. A la finalización de cada día de prueba, toda la información recolectada durante el día debe estar puesta a disposición de DNV GL.



Durante el día de familiarización y planificación previo al inicio de las pruebas, el experto de DNV GL tendrá acceso para revisar el DCS/sistema de control de TG y realizar una selección de la información que puede ser requerida y a la que puede requerir acceso durante las pruebas.

ENEL debe suministrar la información en formato electrónico de estas gráficas o capturas de pantalla en formato digital (jpg o similar).

Calibration certificates of the main measurements are attached in Appendix 4.

Los certificados de calibración de las medidas principales se muestran en el Apéndice 4.

## **9.1 Registration fuel quality/Registro de la composición del combustible**

In general, Fuel composition and heating value (LHV) should be measured during the test, both for natural gas and diesel. If possible by using an online gas chromatograph or fuel analyzer. If this equipment is not installed, a fuel sample should be taken during the test and a fuel analysis and heating value determination should be done.

De manera general, La composición del combustible y su poder calorífico (PCI) debe ser medida durante las pruebas, tanto para gas natural como para diésel. Si es posible, vía la utilización de un sistema online de cromatografía para gas natural o un analizador de combustible. Si este equipamiento no está instalado, una muestra de gas debe ser tomada durante la prueba y un análisis de la muestra y la determinación del poder calorífico debe ser realizado.

### **9.1.1 Natural gas / Gas natural**

If a calibrated and certified gas chromatograph is installed/available, this equipment can be used for online gas analyses. Sampling frequency should be 15 minutes or faster. The gas chromatograph should be calibrated (online calibration) each day before the test starts. The properties that should be determined are listed in Artículo 33 of the TA. If an online gas chromatograph is used during the test, also a manual sampling is required at beginning and end of each test day of two (2) bottles of gas. One (1) bottle should be send to an accredit test laboratory for analyzing, one (1) bottle should be stored as back-up spare.

Si se dispone de un cromatógrafo certificado y calibrado instalado, este equipo será utilizado durante las pruebas para disponer del análisis online del gas. La velocidad de muestreo debe ser como mínimo de 15 minutos o mayor si es posible. Las propiedades deben ser registradas según el Artículo 33 del Anexo Técnico. Aunque un cromatógrafo online es utilizado durante las pruebas, también se requiere la toma de muestras manuales al principio y al final de cada prueba, siendo el número de muestras de dos botellas. Una de las botellas debe ser enviada a un laboratorio acreditado para su análisis, y la segunda debe ser mantenida como back-up.

Sampling of the natural gas should be done in front (upstream) and as close as possible to the natural gas flow metering station.

La muestra de gas natural debe ser realizada aguas arriba y tan cerca como sea posible de la estación de medición.

Each bottle should be labeled and the label should contain the following information:

Cada botella dispondrá de un etiquetado con la siguiente información:

- Date / fecha
- Time of sampling / hora de la muestra
- Owner and power plant name / origen de la muestra (nombre del coordinado y unidad probada)
- Test description / indicación de la prueba de la que procede
- Name of sampler / número de muestra
- Temperature of the gas at sample point / temperatura del gas en el punto de muestra
- Pressure of gas at sample point / presión del gas en el punto de muestra

If no gas chromatograph is available/operating which can sample and store the results with a frequency of at least every 15 minutes, sampling should take place each test at the beginning and end. In this case, two (2) samples should be taken each time; one (1) to be send to an accredit laboratory for analyzing, one (1) for back-up purposes.

Si no existe un cromatógrafo online disponible y operativo que pueda realizar los muestreos cada 15 minutos, se tomarán muestras al principio y al final de las pruebas. En este caso dos muestras deben ser tomadas simultáneamente, una para ser enviada a un laboratorio acreditado y la otra como backup.

The results of the analysis should be handed over to DNVGL as soon as possible.

Los resultados del análisis deben ser puestos a disposición de DNV GL a la mayor brevedad posible.

## 9.1.2 Diesel / Diesel

For tests done with diesel fuel, 2 bottles of 1 liter of diesels should be collected for each test point at the beginning of the test, one (1) bottle for analyzing, one (1) bottle should be stored for back-up purposes. Sampling of the diesel fuel should be done in front (upstream) of the diesel fuel flow metering station.

Para las pruebas realizadas con combustible diésel, dos botellas de 1 litro deben ser recogidas en cada punto de ensayo al inicio de la prueba. Una botella será enviada a un laboratorio acreditado y la otra para back-up. La toma de muestras debe ser realizada aguas arriba del punto de medición y tan cerca como sea posible a éste.

Each bottle should be labeled and the label should contain the following information:

Cada botella dispondrá de un etiquetado con la siguiente información:

- Date / fecha
- Time of sampling / hora de la muestra
- Owner and power plant name / origen de la muestra (nombre del coordinado y unidad probada)
- Test description / indicación de la prueba de la que procede
- Name of sampler / número de muestra
- Temperature of the diesel at sample point / temperatura del diésel en el punto de muestra
- Pressure of diesel at sample point / presión del diésel en el punto de muestra

The results of the analysis should be handed over to DNVGL as soon as possible.

Los resultados del análisis deben ser puestos a disposición de DNV GL a la mayor brevedad posible.

## **9.2 Registration electrical measurements/Registro de medidas eléctricas.**

The net power should be measured with the available fiscal metering systems (billing) (220 kV side).

The gross power and power factor of each generator should be measured on the generator terminals by instrumentation that complies with instrument class 0.2 or better according to IEC standard. The meter reading should be available direct at the measuring equipment or via dedicated acquisition software. The sampling interval and storage of the readings should be 5 seconds.

Also, a counter kWh measurement should take place which record the counted kWh every 1 minute or faster, both for gross and net power.

Auxiliary power, which is not considered as auxiliary power as per Technical Annex requirement (see section 8.4) and which cannot be isolated during the tests, should be measured by unit instrumentation or separate clamp-on power meters or installed three phase power analysers.

La potencia neta debe ser medida con el medidor fiscal en el lado de red 220 kV.

La potencia bruta y el factor de potencia de cada generador debe ser medido en bornes del generador con instrumentación que cumpla con la clase 0.2 o superior exactitud, de acuerdo con las normas IEC. Las medidas del contador deben ser accesibles directamente a través del equipo o vía sistema de adquisición de señales. El intervalo de muestreo y su almacenamiento debe ser de 5 segundos.

También un registro de medida en kWh debe ser puesto a disposición con registro de energía en kWh cada 1 minuto o menos, tanto para energía bruta como neta.

Los consumos auxiliares, que no son considerados como tales por el DO según anexo técnico (véase sección 8.4) y que no pueden ser aislados durante la ejecución de las pruebas, deben ser medidos por unidades de instrumentación o contadores separados o analizadores trifásicos.

## **9.3 Registration of process parameters/Registro de los parámetros de proceso**

Monitoring of process parameters during the tests will be based on plant measurements from the DCS and gas turbine control system and other separate systems (such as, for instance, the CEMS data log system and/or weather station or local environmental systems).

La monitorización de los parámetros de proceso se realizará durante la ejecución de las pruebas sobre las medidas que son recogidas en el DCS y en el sistema de control de turbina de gas o cualquier otro sistema separado (como, por ejemplo, el CEMS o la estación meteorológica, ...).

The main measurements, measurements that are necessary to perform the corrections to nominal conditions should be measured with additional installed temperature transmitters at the inlet of the air filter and relative humidity sensor according to ASME PTC 19.3 and ISO2314. ENEL is responsible to install, operate and monitor these additional measurements. However, the coordinator has decided that these measurements could be done with already installed plant instrumentation (compressor inlet temperature and relative humidity measurement). The required sampling and recording interval is 1 minute or less for the main parameters. The stored value should be the average over the time interval.

Las medidas principales, medidas que son necesarias para realizar las correcciones a condiciones de referencia deben ser registradas a través de instrumentación adicional temperatura entrada el filtro de aire y humedad relativa de acuerdo con las normas ASME PTC 19.3 y ISO2314. Es responsabilidad de ENEL su instalación, operación y monitorización de estas medidas adicionales. No obstante, se acuerda por el Coordinador y por el Coordinado realizar esta toma de medidas con la instrumentación disponible en planta (medidas de temperatura de entrada y humedad relativa a la entrada del compresor). Las muestras y registros requeridos para estas variables son de 1 minuto o menos. El valor almacenado debe ser la media en el tiempo de intervalo.

The main process parameters to be monitored with calibrated instruments / Las variables/parámetros principales a ser monitorizados por instrumentos calibrados son:

- Air temperature inlet compressor / Temperatura ingresa el compresor
- Ambient air temperature / Temperatura ambiental
- Ambient humidity at inlet air filter / Humedad ambiente
- GT Active power at the generator terminals/ TG Potencia active en bornes del alternador
- GT Reactive power at the generator terminals/ TG Potencia reactiva en bornes del alternador
- GT Counter of active power (kWh) / TG Contador de energía activa
- GT Power Factor / TG Factor de potencia en bornes del alternador
- Net GT Active power at 220 kV/ Neto TG Potencia active en 220 kV
- Net GT Reactive power at the generator terminals/ Neto TG Potencia reactiva en 220 kV
- Net GT Counter of active power (kWh) / Neto TG Contador de energía active en 220 kV
- Net GT Power Factor / TG Factor de potencia en 220 kV
- ST Active power at the generator terminals/ TV Potencia active en bornes del alternador
- ST Reactive power at the generator terminals/ TV Potencia reactiva en bornes del alternador
- ST Counter of active power (kWh) / TV Contador de energía activa
- ST Power Factor / TV Factor de potencia en bornes del alternador
- Net ST Active power at 220 kV/ Neto TV Potencia active en 220 kV



- Net ST Reactive power at the generator terminals/ [Neto TV Potencia reactiva en 220 kV](#)
- Net ST Counter of active power (kWh) / [Neto TV Contador de energía active en 220 kV](#)
- Net ST Power Factor / [TV Factor de potencia en 220 kV](#)
- Natural gas Flow (accuracy of 0.35% or better) / [Caudal gas natural \(exactitud del 0.35% better mejor\)](#)
- Natural gas composition and heatingvalue / [Composition y valor calorific de gas natural](#)
- Diesel Flow (measured with equipment of class 0.5 or better) / [Caudal diésel \(caudalímetro clase 0.5 o superior\)](#)
- Diesel composition and heating value / [Composición del combustible diésel y poder calorífico](#)

The process parameters that have to be monitored with plant instrumentation should be recorded with a time interval of 1 minute (The stored value should be the average over the time interval) are/[Las variables de proceso a ser monitorizadas en planta con su instrumentación asociada y a ser registradas con una frecuencia minutal \(el valor almacenado debe ser el promedio en el intervalo de tiempo\) son:](#)

Environmental conditions:

- Ambient air temperature (weather station or environmental local system) / [Temperatura aire ambiente \(estación meteorológica o sistema medioambiental\)](#)
- Ambient humidity (weather station or environmental local system) / [Humedad ambiente \(estación meteorológica o sistema medioambiental\).](#)
- Ambient pressure (weather station or environmental local system) / [Presión ambiente \(estación meteorológica o sistema medioambiental\).](#)
- Wind speed / [Velocidad del viento](#)
- Wind direction / [Dirección del viento](#)

Gas turbine / Turbina de Gas:

- Rotor Speed/ [Velocidad del rotor](#)
- Wheel-space temperature /
- Voltage generator / [Tensión en el generador](#)
- Current Generator / [Corriente en el generador](#)
- Frequency/ [Frecuencia](#)
- Auxilliary energy consumption related to the gas turbine / [consumo de energía auxiliar en relación con la turbina de gas](#)
- Exhaust temperature at turbine outlet / [Temperatura gases de escape](#)
- Fuel Temperature at the gas turbine (before any fuel preheating)/ [Temperatura del combustible en la turbina de gas \(antes de cualquier precalentamiento de combustible\)](#)

- Fuel Temperature at the gas turbine (after fuel preheating) / Temperatura del combustible a la turbina de gas (después de precalentamiento de combustible)
- Inlet temperature compressor / Temperatura de entrada al compresor
- Inlet pressure compressor / Presión de entrada del compresor
- Discharge pressure of compressor / Presión de descarga del compresor
- Discharge temperature of compressor / Temperatura de descarga del compresor
- Pressure at the inlet of the turbine (expander)/ Presión en la entrada de la turbina (expansor)
- Firing temperature / Temperatura de fuego
- Temperature at the inlet of the turbine (expander)/ Temperatura en la entrada de la turbina (expansor)
- IGV angle / Ángulo-posición IGV
- Fuel flow natural gas / Caudal gas natural
- Fuel composition natural gas (gas chromatograph) / Composición del combustible gas natural
- Heating value [LHV] of the natural gas
- Fuel flow diesel / Caudal de combustible diésel
- Heating value for the diésel [LHV] / Poder calorífico inferior del combustible diésel
- Water injection flow / Caudal de inyección de agua
- Injection water pressure / Presión de inyección de agua
- Injection water temperatura / Temperatura de inyección de agua
- Anti-icing status (on/off) / Estado del Sistema anti-hielo (on/off)

#### HRSG:

- Feed water flow (HP, IP, LP) / Caudal de agua de alimentación
- Feed water temperature (HP, IP, LP) / Temperatura de agua de alimentación.
- Steam flow outlet HRSG (HP, IP, LP) / Caudal de vapor
- Steam pressure (HP, IP, LP) / Presión de vapor
- Steam temperature (HP, IP, LP) / Temperatura de vapor.
- Reheat temperature / Temperatura de vapor recalentado
- Auxilliary energy consumption related to the HRSG / Consumo de auxiliaries en relación al HRSG
- Fluegas temperature at the entrance of the HRSG / Temperatura de gases de escape a la entrada del HRSG
- Exhaust stack temperature / Temperatura de salida de gases
- CEMS (H<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, O<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub> particles...) data from CEMS data log system, from local screen and in control room / Concentraciones de gases medidos por el sistema CEMS (H<sub>2</sub>O, NO<sub>x</sub>, CO, O<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, PM...), desde el propio Sistema local CEMS y desde su interfase en el Sistema de control.

#### Steam Turbine / Turbina de vapor:


- Rotor Speed / [velocidad del rotor](#)
- Wheelspace temperature /
- Voltage generator / [Tensión en el generador.](#)
- Current Generator / [Corriente en el generador.](#)
- Auxilliary energy consumption related to the steamturbine / [consumo de energía auxiliar en relación con la turbina de vapor](#)
- Steam temperature inlet ST (HP, IP, LP) / [temperatura de vapor \(alta y media y baja presión\)](#)
- Steam pressure inlet ST (HP, IP, LP) / [presión de entrada de vapor \(alta y media presión\)](#)
- Steam flow inlet ST (HP, IP, LP) / [Caudal de entrada de vapor \(alta y media presión\)](#)
- Position steam valves ST (HP, IP, LP) / [posición de las válvulas \(alta y media presión\)](#)
- Extraction pressure and flow at all extraction points / [Presión y caudales en las extracciones](#)
- Pressure at LP steamturbine outlet / [Presión de salida en la turbine de baja presión](#)
- Pressure at condenser inlet / [Presión a la entrada del condensador](#)
- Condensate temperatura / [Temperatura de condensado](#)
- Condenser pressure / [Presión en el condensador](#)
- Cooling water flow / [Caudal de agua de circulación](#)
- Cooling water temperature at inlet of condenser / [Temperatura de agua de circulación a la entrada al condensador](#)
- Cooling water temperature at outlet of condenser / [Temperatura de agua de circulación a la salida del condensador](#)
- Air inlet temperatures of cooling tower / [Temperatura del aire a la entrada a las torres de refrigeración](#)
- Air outlet temperatures of cooling tower / [Temperatura del aire a la salida de las torres de refrigeración](#)

Net Power TV and TG / [Potencia neta de TV y TG:](#)

- Voltage at 220 kV side/ [Tensión en 220 kV](#)
- Current at 220 kV side/ [Corriente en 220 kV](#)
- Grid frequency / [Frecuencia de la red.](#)

## **9.4 Registration of alarms and limitations / Registro de alarmas y límites**

No specific process limits or alarms are monitored except emissions who should be monitored via the CEMS system of the unit.



A priori, ningún límite de proceso o alarma debe ser monitorizada a excepción de las emisiones que deben ser monitorizadas a través del CEMS de la unidad.

## **10 CONDITIONS FOR SUCCESSFUL TEST / CONDICIONES PARA LA REALIZACION EXITOSA**

Before the tests can start, the plant must be in normal condition with normal performed maintenance as per manufacturer requirements, so to be ready for normal operation.

No specific conditions have to be arranged to perform the tests. The plant will be operated according the normal operating regime, with all relevant control system on automatic control.

The test will be successful in case the test stability criteria were met.

Any abnormality or perturbation occurring during the tests, which might have an impact on the stability of the plant and on the test results, will be evaluated by the technical expert who may decide to repeat a test if needed.

Antes de que las pruebas se inicien, la planta debe estar en condiciones normales y con el mantenimiento normal según las recomendaciones del fabricante, por tanto, en condiciones para operación normal.

No hay condiciones específicas a ser reajustadas para la realización de las pruebas. La planta debe ser operada de acuerdo a las condiciones normales, con todos los controles relevantes de modo automático.

Las pruebas serán exitosas en caso de que los criterios de estabilidad sean cumplidos.

Cualquier anomalía o perturbación acaecida durante las pruebas, que pueda tener impacto en la estabilidad de la planta o en los resultados obtenidos, será evaluada por el técnico experto que decidirá si las mismas deben o no repetirse.

## **11 INSTRUMENTATION NEEDED / INSTRUMENTACIÓN NECESARIA**

For the purpose of the tests, which in principle must be considered as a normal operation test of the plant, no specific additional (precision) measurements are needed in this stage, except for the variables that are used to determine the gross/net power and corrections to reference conditions if existing instrumentation does not fulfill the requirements. These measurements are:

- active power (class 0.2 or better)
- power factor measurement (class 0.2 or better)
- kWh counter (class 0.2 or better)
- gas turbine compressor inlet temperature measurements (max. uncertainty of  $\pm 0.2$  Kelvin or better, comply to PTC 19.3 and ISO2314)
- relative humidity measurements (max. uncertainty of 2% or better, comply to ISO2314)

- fuel flow measurement (class 0.5 or better)

Para el propósito de estas pruebas, que en principio debe ser considerada como pruebas de operación normal de la planta, no son necesaria medidas específicas adicionales (precisión), excepto para las variables que son necesaria para la determinación de la potencia bruta y neta y los factores de corrección a las condiciones de referencia en el caso de que la instrumentación disponible no cumpliera con los requerimientos definidos. Estas medidas son:

- Potencia activa (class 0.2 or better)
- Factor de potencia (class 0.2 or better)
- kWh contador (class 0.2 or better)
- Temperature de entrada de aire al compresor (max. uncertainty of  $\pm 0.2$  Kelvin or better, comply to PTC 19.3 and ISO2314)
- Humedad relativa (max. uncertainty of 2% or better, comply to ISO2314)

As mentioned in chapter 9, all relevant process measurements will be gathered by means of the DCS system and measurements/constants supplemented by means other available separate data log or measurement systems.

Due to the fact that the unit in normal operating situation has to fulfill the environmental requirements, the emissions are recorded during the heat rate test. To guarantee a correct emission measurement, the daily calibration of the CEMS should be performed before the test commences.

Como se ha mencionado en el capítulo 9, todas las medidas relevantes de proceso se obtendrán vía el DCS y las medidas/constantas suministradas por los sistemas disponibles adicionales (CEMS, estación meteorológica, cromatógrafo, ...).

Debido al hecho de que la unidad en condición normal de operación deben cumplir con la legislación ambiental vigente, las emisiones serán registradas durante las pruebas de consumo específico neto. Para garantizar una medición correcta, las calibraciones diarias del CEMS deben ser realizadas antes del inicio de cada prueba diaria.

## **12 CONTENTS OF TECHNICAL REPORT AND DELIVERY OF REPORTS / CONTENIDO DEL INFORME TÉCNICO Y DE PRUEBAS**

DNV GL will issue two different reports at the end of the field test. The first one, the test report will concern the minutes of the onsite test and the other one, the Net heat rate Test Report will contain the evaluated results.

DNV GL elaborará dos informes al final de las pruebas. El primero de ellos, el informe de pruebas contendrá el resumen de las mediciones tomadas en las pruebas, y el segundo informe, el informe de Consumo Especifico Neto, una evaluación pormenorizada de los resultados.

## 12.1 Content of test report / Acta de prueba

The content of the test report will be/Los contenidos del acta de pruebas serán:

- Test program / Programa de pruebas realizado
- Relevant Observations / Aspectos relevantes
- Preliminary Test Results / Resultados obtenidos preliminar

The test report will be delivered after completing the tests.

El informe de pruebas se entregará después de realizadas las pruebas en campo.

## 12.2 Content of Heat rate Test Report / Informe de Pruebas de Consumo Especifico Neto

The content of the Net Heat Rate Test Report will contain among others/ El contenido del informe de Consumo Especifico Neto contendrá entre otros:

- Project Management Information / Información de gestión del proyecto
- Introduction / Introducción
- Test program (including applied standards) / Programa de pruebas realizado
- Operating conditions (including instruments used) / Condiciones operativas
- Calculations / Cálculos
- Resulting values for net heat rate (measured and corrected) for all fuels and modes that are considered / Valores resultantes de Consumo Especifico Neto (mediciones y correcciones) para todos los combustibles y configuraciones considerados
- Uncertainty calculation / El informe deberá especificar el grado de incertidumbre en el valor del CEN informado, teniendo en cuenta los porcentajes de error de cada una de las mediciones consideradas.
- Appendixes (not limited to, correction curves, instrument calibration certificates, fuel analysis, environmental parameters, heat balances) / Anexos (curvas de corrección, certificados de calibración, análisis de combustibles, condiciones ambientales de contorno, balances térmica,...)

The technical report will be submitted 15 working days after completing the test and receiving all necessary information that has to be supplied by ENEL.

El informe de Consumo Especifico Neto se entregará 15 días hábiles después de realizadas las pruebas en campo y con la premisa de que toda la información requerida ha sido entregada por ENEL.



## Appendix 1 Calculation of transformer loss according to MHI test procedure S4-97500

### GT Main Trans. / GT Unit Ttrans. Loss Calculation

#### Calculation of transformer loss

The transformer loss, which can not be measured by clamp on meter, are calculated by using the following formulas.

#### (1) Generator transformer loss

##### (1-1) Generator transformer loss for GT

$$KW_{GTR-GT} = KW_{GTR1-GT} + KW_{GTR2-GT}$$

$$KW_{GTR2-GT} = KW_{GTR-GT(RatedLoss)} \times \left( \frac{KW_{GT(m)}}{PF_{GT(m)} \times KW_{GTR-GT(RatedCapa.)}} \right)^2$$

Where,

$KW_{GTR-GT}$	Generator transformer(GTR) loss for GT[kW]
$KW_{GTR1-GT}$	No load loss for GT GTR [kW]
$KW_{GTR2-GT}$	Load loss for GT GTR [kW]
$KW_{GT(m)}$	Output measured at GT generator terminal [kW]
$PF_{GT(m)}$	Power factor measured at GT generator terminal [-]
$KW_{GTR-GT(Rated Loss)}$	Rated load loss for GT GTR [kW]
$KW_{GTR-GT(Rated capa.)}$	Rated capacity for GT GTR [kVA]

Each value for above formula

No.	Items	Data	Remarks
1	$KW_{GTR-GT}$	-	Calculated
2	$KW_{GTR1-GT}$	156.79 [kW]	Appendix-1
3	$KW_{GTR2-GT}$	-	Calculated
4	$KW_{GT(m)}$	-	Measured
5	$PF_{GT(m)}$	-	Measured
6	$KW_{GTR-GT(Rated Loss)}$	911.00[kW]	Appendix-1,3(Rated tap pos.)
7	$KW_{GTR-GT(Rated capa.)}$	305000[kVA]	Appendix-1



## ST Main Trans./ST Unit Trans. Loss Calculation

### Calculation of transformer loss

The transformer loss, which can not be measured by clamp on meter, are calculated by using the following formulas.

#### (1) Generator transformer loss

##### (1-1) Generator transformer loss for ST

$$KW_{GTR-ST} = KW_{GTR1-ST} + KW_{GTR2-ST}$$

$$KW_{GTR2-ST} = KW_{GTR-ST(Rated Loss)} \times \left( \frac{KW_{ST(m)}}{PF_{ST(m)} \times KW_{GTR-ST(Rated Cape.)}} \right)^2$$

Where,

$KW_{GTR-ST}$	Generator transformer(GTR) loss for ST[kW]
$KW_{GTR1-ST}$	No load loss for ST GTR [kW]
$KW_{GTR2-ST}$	Load loss for ST GTR [kW]
$KW_{ST(m)}$	Output measured at ST generator terminal [kW]
$PF_{ST(m)}$	Power factor measured at ST generator terminal [-]
$KW_{GTR-ST(Rated Loss)}$	Rated load loss for ST GTR [kW]
$KW_{GTR-ST(Rated cape.)}$	Rated capacity for ST GTR [kVA]

Each value for above formula

No.	Items	Data	Remarks
1	$KW_{GTR-ST}$	-	Calculated
2	$KW_{GTR1-ST}$	110.71 [kW]	Appendix-1
3	$KW_{GTR2-ST}$	-	Calculated
4	$KW_{ST(m)}$	-	Measured
5	$PF_{ST(m)}$	-	Measured
6	$KW_{GTR-ST(Rated Loss)}$	497.24[kW]	Appendix-1,3(Rated tap pos.)
7	$KW_{GTR-ST(Rated cape.)}$	163000[kVA]	Appendix-1

## APPENDIX 2 CORRECTION CURVES FOR COMBINED CYCLE MODE

Del documento: "Metodología Propuesta para Corrección por Factor de Potencia.doc" recibido el 4/06/2018 :

- Corrección por el factor de potencia del generador de la turbina de vapor (TV)
- Corrección por el factor de potencia del generador de las turbinas de gas (TG)

Sea:

$PGT_{gross}$ : Potencia Bruta Medida en el generador de la TG

$V_{GT}$ : Tensión Medida en bornas del alternador de la TG

$I_{GT}$ : Corriente en condiciones de Medida en el alternador de la TG

$fp_{GT}$ : Factor de Potencia Medido en el alternador de la TG

$fp_{GTT\_refGT}$ : Factor de Potencia de Referencia de la TG

$Perd\_Med_{GT}$ : Pérdidas Estimadas en Condiciones de Medida en la TG

$Perd\_Ref_{GT}$ : Pérdidas Estimadas en Condiciones de Referencia en la TG

$\Delta_{pfRef}GT$  : Corrección pérdidas al factor de potencia de Referencia para la TG

$$I_{GT} = \frac{PGT_{gross}}{\sqrt{3} \cdot V_{GT} \cdot fp_{GT}}$$

$$Perd_{MedGT} = a \cdot I_{GT}^2 + b \cdot I_{GT} + c$$

Para las Condiciones a Factor de potencia en condiciones de referencia:

$$I_{refGT} = \frac{PGT_{gross}}{\sqrt{3} \cdot V_{GT} \cdot fp_{refGT}}$$

$$Perd_{RefGT} = a \cdot I_{refGT}^2 + b \cdot I_{refGT} + c$$

$$\Delta_{pfRef}GT = Perd_{RefGT} - Perd_{MedGT}$$

a=	1,12050E-05
b=	1,73118E-02
C=	1,46596E+03

Constantes para GTG San Isidro 2

Sea:

$PST_{gross}$ : Potencia Bruta Medida en el generador de la TV

$V_{ST}$ : Tensión Medida en bornas del alternador de la TV

$I_{ST}$ : Corriente en condiciones de Medida en el alternador de la TV

$fp_{ST}$ : Factor de Potencia Medido en el alternador de la TV

$fp_{GTT\_refST}$ : Factor de Potencia de Referencia de la TV

$Perd\_Med_{ST}$ : Pérdidas Estimadas en Condiciones de Medida en la TV

$Perd\_Ref_{ST}$ : Pérdidas Estimadas en Condiciones de Referencia en la TV

$\Delta_{pfRef}ST$  : Corrección pérdidas al factor de potencia de Referencia para la TV

$$I_{ST} = \frac{PST_{gross}}{\sqrt{3} \cdot V_{ST} \cdot fp_{ST}}$$

$$Perd_{MedST} = a \cdot I_{ST}^2 + b \cdot I_{ST} + c$$

Para las Condiciones a Factor de potencia en condiciones de referencia:

$$I_{refST} = \frac{PST_{gross}}{\sqrt{3} \cdot VST \cdot fp_{refST}}$$
$$Perd_{RefST} = a \cdot I_{refST}^2 + b \cdot I_{refST} + c$$

$$\Delta_{pfRefST} = Perd_{RefST} - Perd_{MedST}$$

a=	1,09064E-05
b=	8,47036E-03
c=	1,36069E+03

Constantes para GTV San Isidro 2

Del documento: Consolidado Reporte MT San Isidro 2.pdf:

- Corrección por temperatura ambiente (temperatura ingreso del compresor)
- Corrección por humedad relativa

#### **D. Combined Cycle Operation in Fuel Gas**

The correction formulas corresponding to the correction curves are ;

##### **1. Ambient Temperature Correction Curve < I10-400G-AT >**

x : Ambient Temperature (deg.C) , y : Correction Factor (-)

-5 deg.C □ Ambient Temperature □ 24.3 deg.C

- Power Output

$$y = -3.209292 \times 10^{-5} x^2 - 4.029071 \times 10^{-3} x + 1.067657$$

- Heat Rate

$$y = 6.451613 \times 10^{-5} x^2 - 1.245161 \times 10^{-3} x + 1.004161$$

24.3 deg.C < Ambient Temperature □ 37 deg.C

- Power Output

$$y = -2.504292 \times 10^{-5} x^2 - 5.850696 \times 10^{-3} x + 1.107759$$

- Heat Rate

$$y = 2.007578 \times 10^{-5} x^2 + 1.367780 \times 10^{-3} x + 9.669084 \times 10^{-1}$$

**3. Relative Humidity Correction Curve < I10-400G-RH-PW, I10-400G-RH-HR >**

x : Relative Humidity (RH%), y : Correction Factor (-)

- Power Output

$$y = -1.891409 \times 10^{-10} x^4 + 2.837113 \times 10^{-8} x^3 \\ - 1.712715 \times 10^{-6} x^2 + 1.208247 \times 10^{-4} x + 9.945876 \times 10^{-1}$$

- Heat Rate

$$y = 1.920000 \times 10^{-10} x^4 - 2.636715 \times 10^{-8} x^3 \\ + 1.080919 \times 10^{-6} x^2 - 4.420324 \times 10^{-6} x + 9.993000 \times 10^{-1}$$

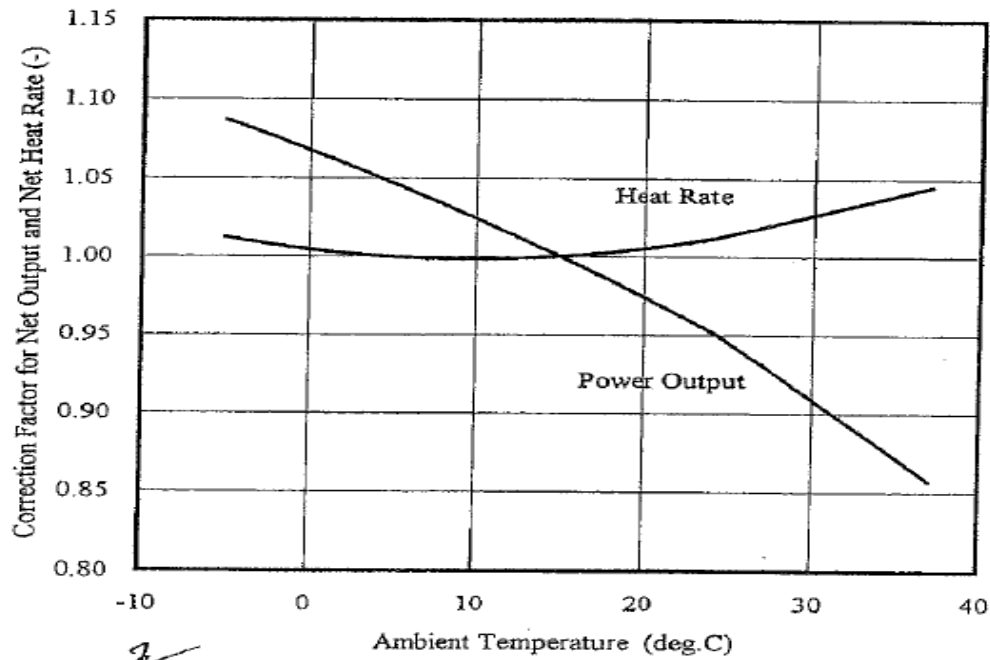
*E*

*R*

**CURVE D-1** AMBIENT TEMPERATURE, VS. POWER OUTPUT, HEAT RATE

DESIGN CONDITIONS

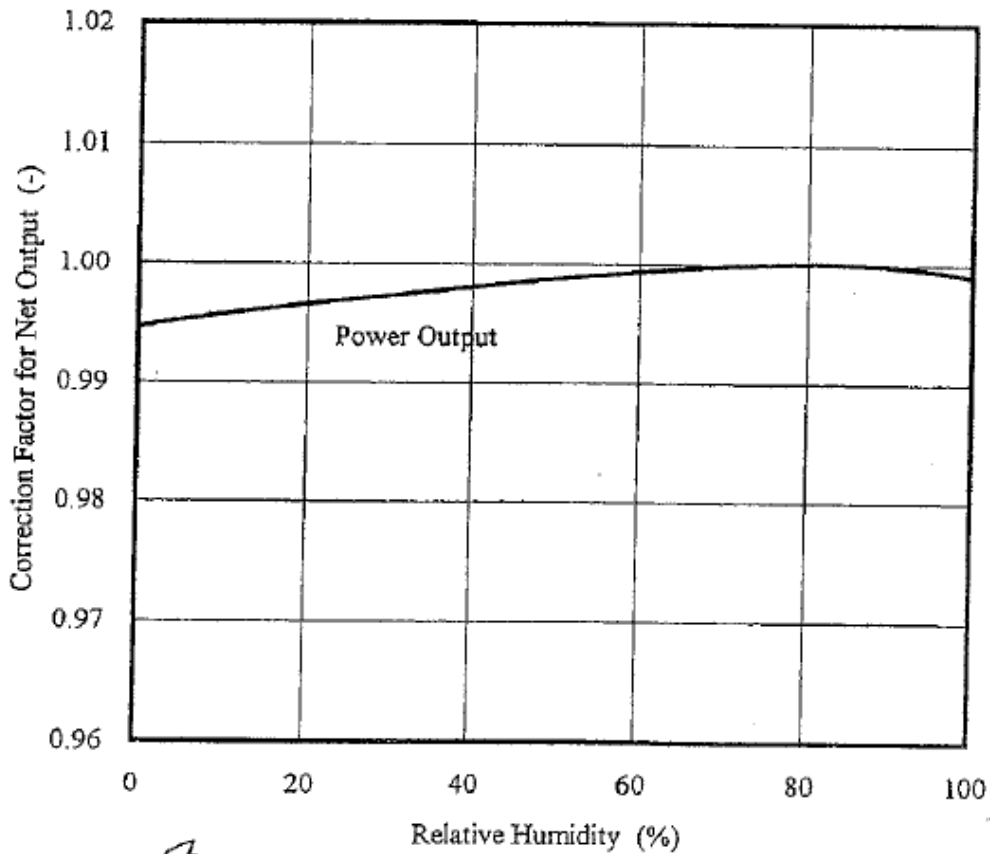
FUEL	: Natural Gas
AMBIENT TEMPERATURE	: 15 °C
BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006 mbar
RELATIVE HUMIDITY	: 75%
HRSG BLOW DOWN	: 0 %
FREQUENCY	: 50Hz
GEN. PF at GEN. TERMINAL	: 0.85
FUEL LHV	: 47,930 kJ/kg



**CURVE D-3.1** **RELATIVE HUMIDITY, VS. POWER OUTPUT**

DESIGN CONDITIONS

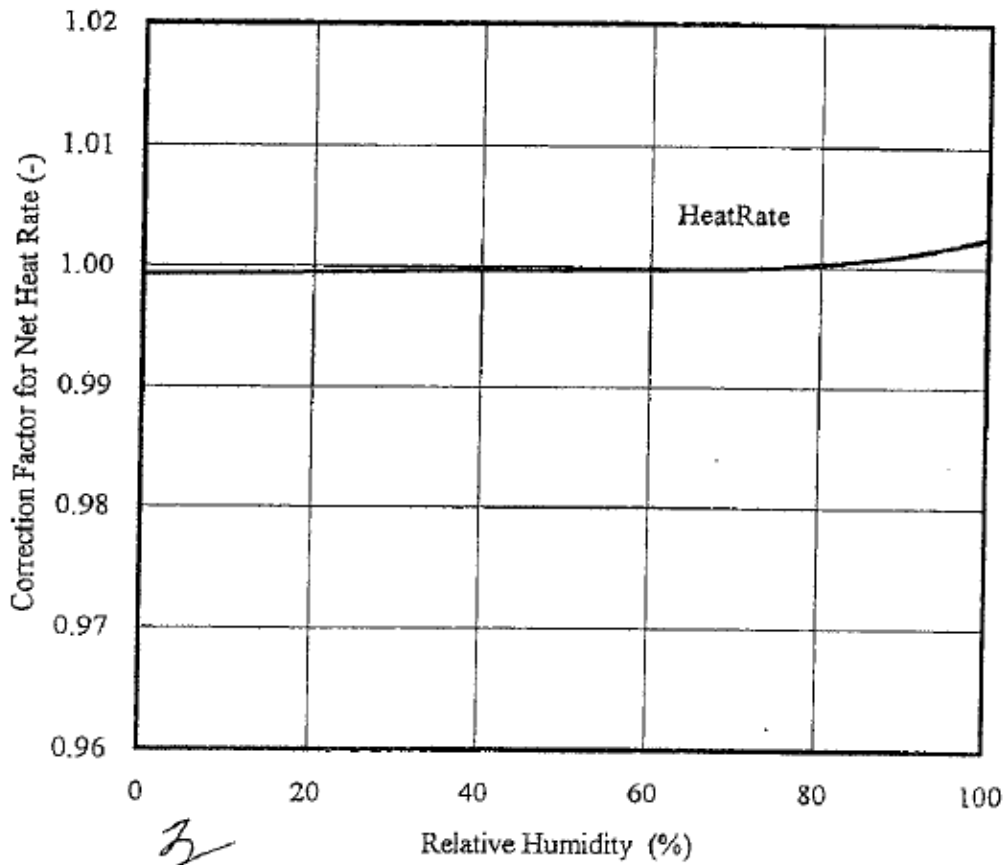
FUEL : Natural Gas  
 AMBIENT TEMPERATURE : 15 °C  
 BAROMETRIC PRESSURE : 1,006 mbar  
 RELATIVE HUMIDITY : 75%  
 HRSG BLOW DOWN : 0 %  
 FREQUENCY : 50Hz  
 GEN. PF at GEN. TERMINAL : 0.85  
 FUEL LHV : 47,930 kJ/kg



CURVE D - 3.2 **RELATIVE HUMIDITY, VS. HEAT RATE**

DESIGN CONDITIONS

FUEL : Natural Gas  
AMBIENT TEMPERATURE : 15 °C  
BAROMETRIC PRESSURE : 1,006 mbar  
RELATIVE HUMIDITY : 75%  
HRSG BLOW DOWN : 0 %  
FREQUENCY : 50Hz  
GEN. PF at GEN. TERMINAL : 0.85  
FUEL LHV : 47,930 kJ/kg





### C. Combined Cycle Operation in Fuel Oil (For Plant)

#### 1. Ambient Temperature Correction Curve < I10-400-O-AT >

x : Ambient Temperature (deg.C) , y : Correction Factor (-)

- Power Output

$$y = 1.652794 \times 10^{-9} x^4 - 9.982590 \times 10^{-7} x^3 \\ + 2.213354 \times 10^{-6} x^2 - 4.560258 \times 10^{-3} x + 1.070438$$

- Heat Rate

$$y = 4.076617 \times 10^{-9} x^4 - 4.893297 \times 10^{-7} x^3 \\ + 5.045884 \times 10^{-5} x^2 - 7.056472 \times 10^{-4} x + 1.000677$$

#### 3. Relative Humidity Correction Curve < I10-400-O-RH-PW, HR >

x : Relative Humidity (RH%) , y : Correction Factor (-)

- Power Output

$$y = -2.318985 \times 10^{-10} x^4 + 3.500500 \times 10^{-8} x^3 \\ - 1.858016 \times 10^{-6} x^2 + 1.097597 \times 10^{-4} x + 9.947890 \times 10^{-1}$$

- Heat Rate

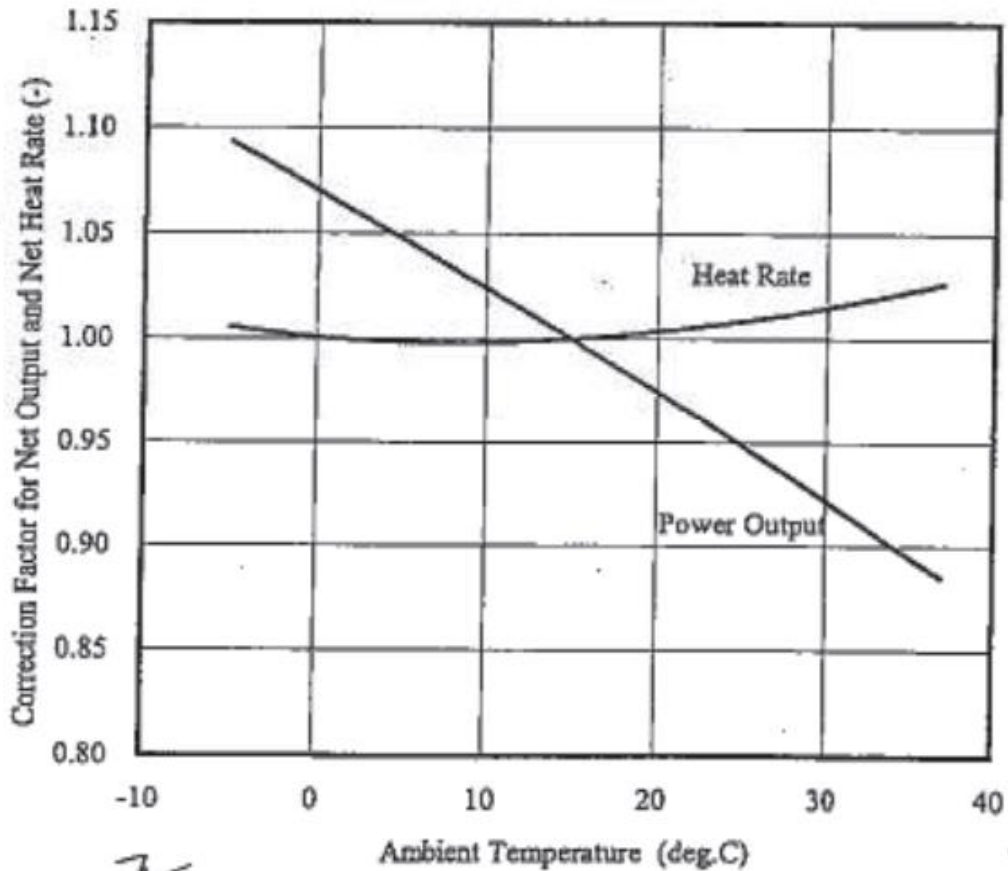
$$y = 1.575917 \times 10^{-10} x^4 - 2.059017 \times 10^{-8} x^3 \\ + 8.857680 \times 10^{-7} x^2 - 9.776465 \times 10^{-6} x + 9.994510 \times 10^{-1}$$

CURVE C-1

**AMBIENT TEMPERATURE, VS. POWER OUTPUT, HEAT RATE**

DESIGN CONDITIONS

FUEL	: Fuel Oil
AMBIENT TEMPERATURE	: 15 °C
BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006 mbar
RELATIVE HUMIDITY	: 75%
HRSG BLOW DOWN	: 0 %
FREQUENCY	: 50Hz
GEN. PF at GEN. TERMINAL	: 0.85
FUEL LHV	: 42,705 kJ/kg
WATER INJECTION RATE	: 1.2



Z

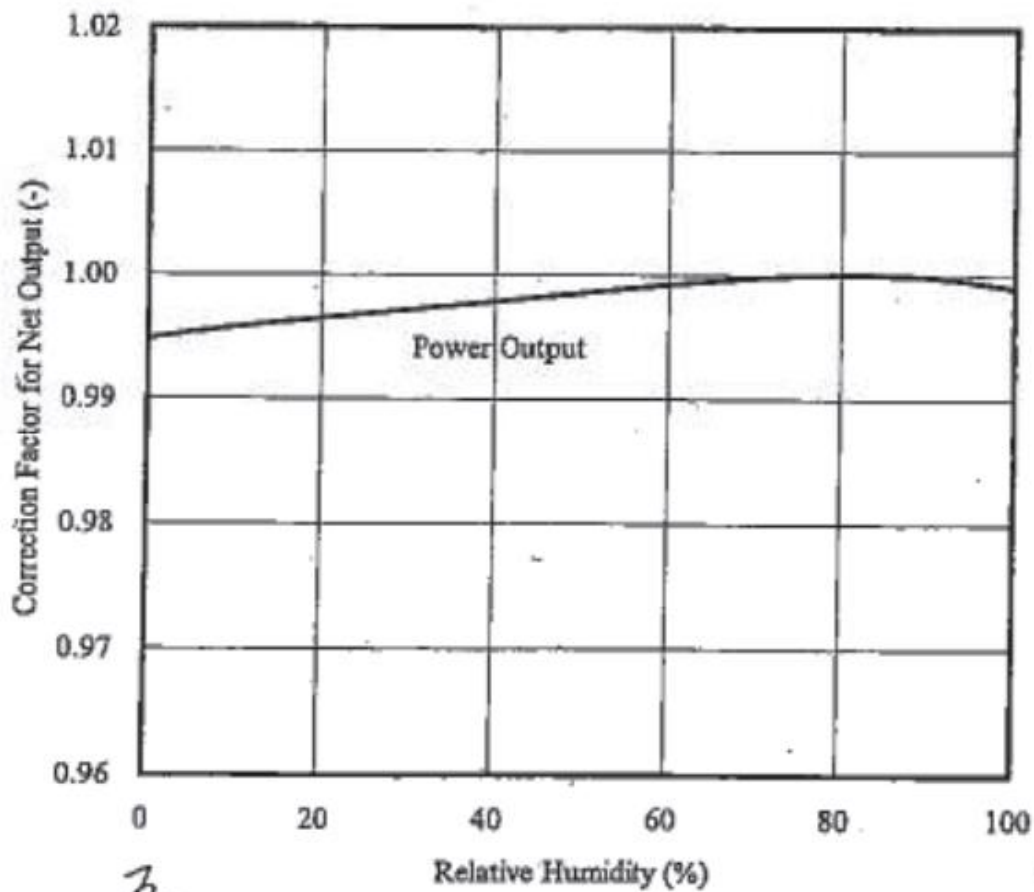
R.

CURVE C-3.1

RELATIVE HUMIDITY VS. POWER OUTPUT

DESIGN CONDITIONS

FUEL	: Fuel Oil
AMBIENT TEMPERATURE	: 15 °C
BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006 mbar
RELATIVE HUMIDITY	: 75%
HRSG BLOW DOWN	: 0 %
FREQUENCY	: 50Hz
GEN. PF at GEN. TERMINAL	: 0.85
FUEL LHV	: 42,705 kJ/kg
WATER INJECTION RATE	: 1.2



3

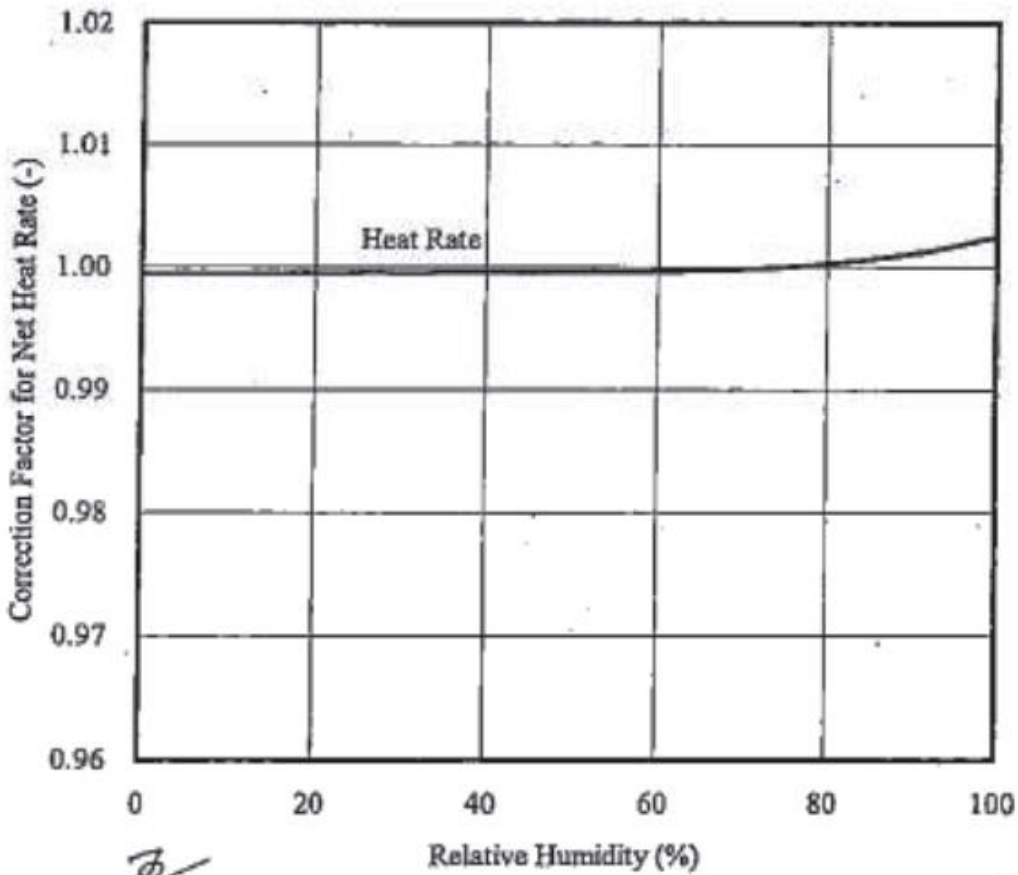
R.

CURVE C-3.2

RELATIVE HUMIDITY VS. HEAT RATE

DESIGN CONDITIONS

FUEL	: Fuel Oil
AMBIENT TEMPERATURE	: 15 °C
BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006 mbar
RELATIVE HUMIDITY	: 75%
HRSG BLOW DOWN	: 0 %
FREQUENCY	: 50Hz
GEN. PF at GEN. TERMINAL	: 0.85
FUEL LHV	: 42,705 kJ/kg
WATER INJECTION RATE	: 1.2





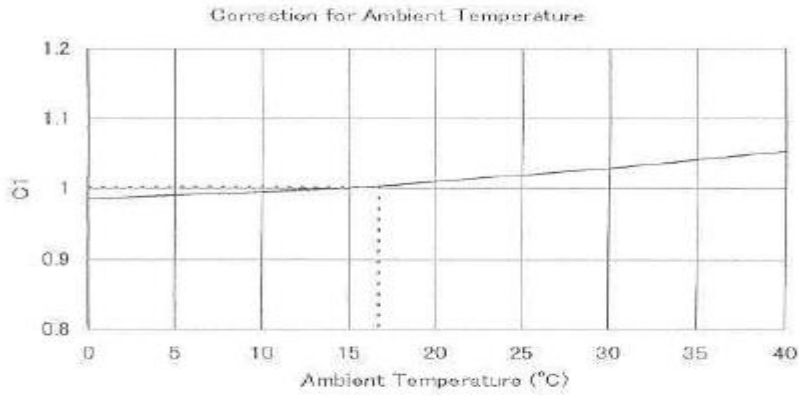
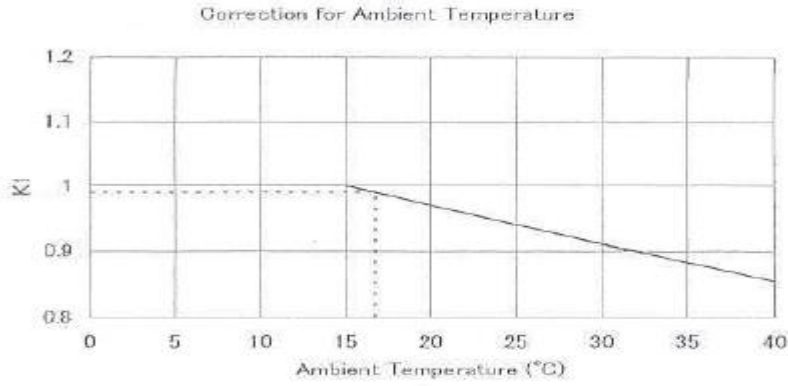
## APPENDIX 3 CORRECTION CURVES FOR SIMPLE CYCLE MODE

Del documento: CurvasCorrSI2\_TG\_GN\_Diesel.pdf:

- Corrección por temperatura ambiente (temperatura ingreso del compresor)
- Corrección por humedad relativa

### Correction factor for ambient temperature

Measured value = 16.76 °C  
Power Output correction factor K1 = 0.98932  
Heat Rate correction factor C1 = 1.00293



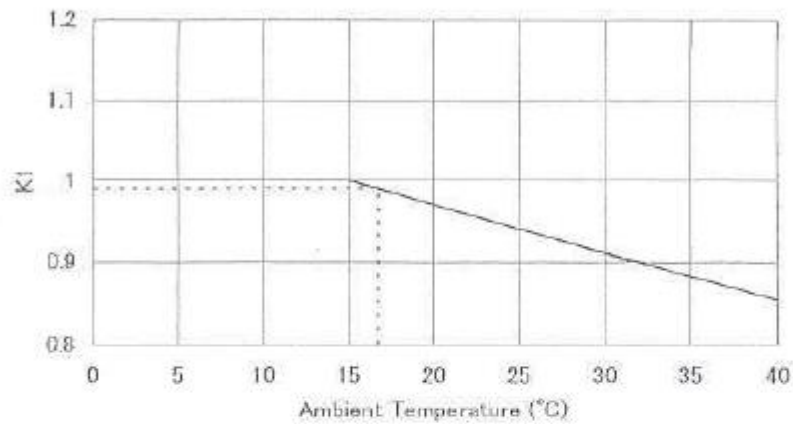
大気温度補正

— 74 —

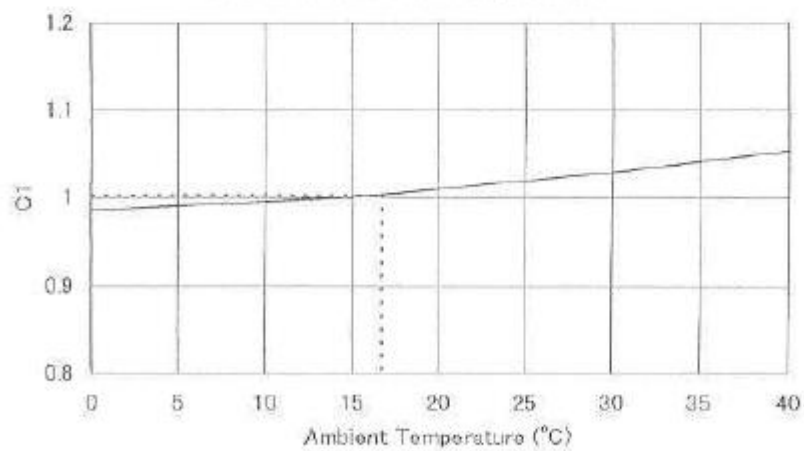
## Correction factor for ambient temperature

Measured value = 16.76 °C  
Power Output correction factor K1 = 0.98932  
Heat Rate correction factor C1 = 1.00293

Correction for Ambient Temperature



Correction for Ambient Temperature



大気温度補正

— 15 —

## 2. Correction Formula of Performance Correction Curves

### A. Simple Cycle Operation in Fuel Oil

#### 1. Ambient Temperature Correction Curve < E01-5241-1 >

x : Ambient Temperature (deg.C) , y : Correction Factor (-)

- GT Power Output

$$y = 1.230381 \times 10^{-5} x^2 - 6.542351 \times 10^{-3} x + 1.095419$$

- GT Heat Rate

$$y = 1.256951 \times 10^{-5} x^2 + 1.378372 \times 10^{-3} x + 0.976400$$

- GT Inlet Air Flow

$$y = -9.596772 \times 10^{-6} x^2 - 3.435610 \times 10^{-3} x + 1.053744$$

#### 2. Barometric Pressure Correction Curve < E01-5241-2 >

x : Barometric Pressure (mbar) , y : Correction Factor (-)

- GT Power Output

$$y = 1.923256 \times 10^{-8} x^2 + 9.738300 \times 10^{-4} x + 8.831655 \times 10^{-4}$$

- GT Heat Rate

$$y = 1.792182 \times 10^{-8} x^2 - 5.871448 \times 10^{-5} x + 1.040932$$

- GT Inlet Air Flow

$$y = 2.083997 \times 10^{-8} x^2 + 9.566446 \times 10^{-4} x + 1.654559 \times 10^{-2}$$

#### 3. Relative Humidity Correction Curve < E01-5241-3 >

x : Relative Humidity (RH%) , y : Correction Factor (-)

- GT Power Output

$$y = 1.879165 \times 10^{-8} x^2 + 6.612842 \times 10^{-5} x + 0.994898$$

- GT Heat Rate

$$y = -2.525697 \times 10^{-8} x^2 + 1.127239 \times 10^{-5} x + 0.999335$$

- GT Inlet Air Flow

$$y = -9.883769 \times 10^{-9} x^2 - 5.203166 \times 10^{-5} x + 1.003958$$

*Handwritten mark*

*R.*

(3) - 5

26

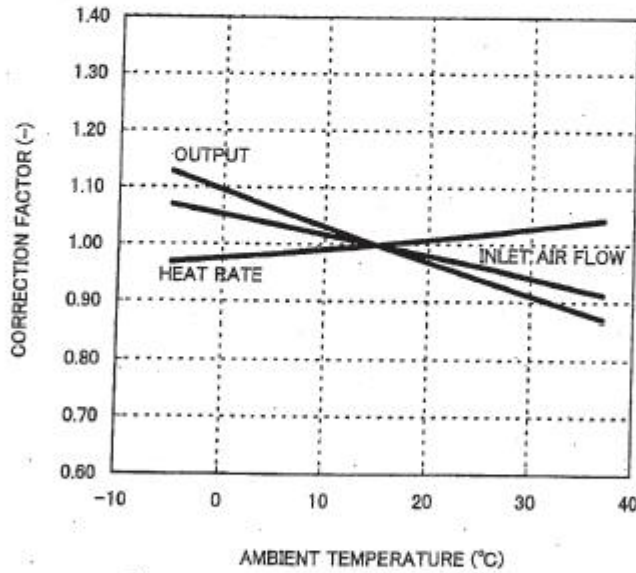


MITSUBISHI COMBUSTION TURBINE EXPECTED PERFORMANCE CURVE

Model No. M701F

CURVE A-1 CORRECTION FACTOR FOR AMBIENT TEMPERATURE vs. OUTPUT, HEAT RATE and INLET AIR FLOW

CORRECTION PERFORMANCE (OUTPUT, HEAT RATE, INLET AIR FLOW) = ACTUAL PERFORMANCE / CORRECTION FACTOR	[CONDITION]	
	FUEL	: OIL
	RELATIVE HUMIDITY	: 75%
	BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006mbar
	FREQUENCY	: 50Hz
	WATER INJECTION RATE	: 1.2
	FUEL LHV	: 42,705 kJ/kg



3

R

64 ————— MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD. —————

15

28

**MITSUBISHI COMBUSTION TURBINE EXPECTED PERFORMANCE CURVE**

Model No. M701F

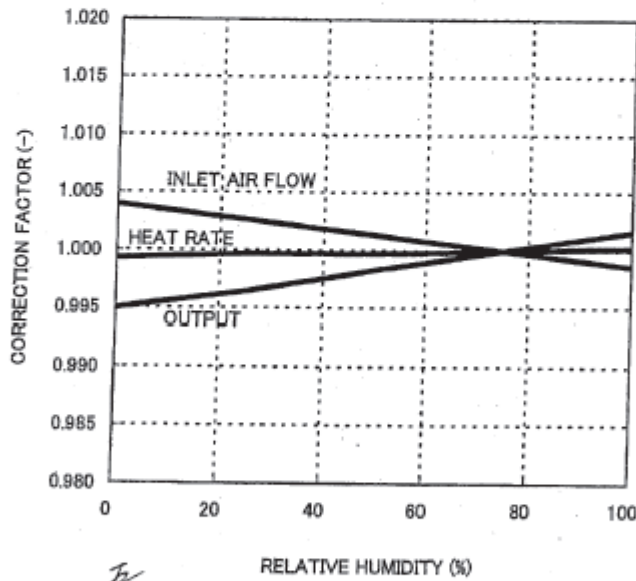
**CURVE A-3 CORRECTION FACTOR FOR RELATIVE HUMIDITY vs. OUTPUT, HEAT RATE and INLET AIR FLOW**

CORRECTION PERFORMANCE (OUTPUT, HEAT RATE, INLET AIR FLOW)

[CONDITION]

= ACTUAL PERFORMANCE / CORRECTION FACTOR

FUEL	: OIL
AMBIENT TEMPERATURE	: 15°C
BAROMETRIC PRESSURE	: 1,006mbar
FREQUENCY	: 50Hz
WATER INJECTION RATE	: 1.2
FUEL LHV	: 42,705 kJ/kg



*E*

*R*

*48*  
*58*

MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES, LTD.



## APPENDIX 4 CALIBRATION CERTIFICATES

To be completed / a completar

Gross power meter GT  
Net power meter GT

Gross power meter TV  
Net power meter TV

Compressor inlet temperature

Ambient conditions (temperature, pressure, relative humidity)

Gasflow measurement (flow/pressure/temperature)  
Gascomposition

Diesel flow measurement (flow/temperature/pressure)  
Diesel composition



## About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.