
Protocolo de prueba consumo específico neto AES Ventanas Campiche

Fecha 18/01/2021



Preparado por

En el marco de
WBS SGE13106

Escrito por
Alvaro Silva
+ 56 9 9966 1294
alvaro.silva.v@engie.com

Este documento posee firma electrónica

Verificado
Francisco Gonzalez - Tecnatom

Aprobador
Antonio Alarcón Candia

Protocolo de prueba consumo específico neto AES Ventanas Campiche

Versión	Fecha	Descripción e historial de modificación
0	12/01/2021	Revisión interna
1	18/01/2021	Protocolo preliminar

Índice

1.	Definiciones	6
2.	Contexto	7
3.	Documentos de referencia	8
4.	Descripción de AES Ventanas Campiche	9
4.1.	Combustible	9
4.2.	Exigencias ambientales de emisiones	10
5.	Participantes y responsabilidades para la prueba CEN	11
5.1.	Responsabilidades de la Empresa Generadora AES Ventanas	11
5.2.	Responsabilidades del Experto Técnico	12
5.3.	Responsabilidades del Coordinador Eléctrico Nacional	13
5.4.	Responsabilidad del Coordinado Observador	13
6.	Metodología general para el cálculo del CEN	15
7.	Requerimientos sobre las mediciones de la prueba CEN	16
7.1.	Mediciones eléctricas	16
7.2.	Mediciones del proceso	17
7.2.1.	Medición de temperatura con la instrumentación existente	17
7.2.2.	Medición de presión con la instrumentación existente	17
7.2.3.	Medición de flujo	17
7.2.4.	Instrumentación temporal	17
7.3.	Muestreo de carbón	18
7.4.	Muestreo de cenizas	18
7.5.	Muestreo de escoria	18
8.	Posición de válvulas para prueba CEN	20
9.	Consideraciones particulares de operación de AES Ventanas Unidad Campiche	22
10.	Recursos telemáticos para la prueba CEN	23
11.	Prueba previa de preparación	24
12.	Ejecución de la prueba CEN	25
12.1.	Definición de estados de carga	25
12.2.	Periodo de preparación de la Prueba	25
12.3.	Programa de pruebas	26
12.4.	Período de estabilización y medición de la Prueba de CEN	26
12.5.	Inicio y suspensión de la Prueba de Consumo Específico Neto	27
12.6.	Sincronización de la fecha y hora, y formato de datos	28
13.	Acta de prueba	29
14.	Informe final	30
15.	Cálculo del CEN, CEN Corregido, e Incertidumbre	31
Anexo A.	Información general de AES Ventanas Unidad Campiche	32
Anexo B.	Documentos de referencia	33

Anexo C.	Listado de variables primarias y certificados de calibración.	34
Anexo D.	Listado de variables secundarias	38
Anexo E.	Procedimientos de toma de muestra de carbón, ceniza, y escoria AES Ventanas Campiche	45

1. Definiciones

AT-CEN: Anexo Técnico Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras.

CEN: Consumo Específico Neto.

Equipo Clave: equipo de profesionales de Laborelec-Tecnatom, liderados por el ET, con vasta experiencia en pruebas CEN en centrales térmicas a carbón.

Experto Técnico (ET): profesional o empresa con amplia experiencia comprobable en centrales eléctricas, propuesto y contratado por la Empresa Generadora y aprobado por el Coordinador Eléctrico Nacional. Será responsable de desarrollar el protocolo de prueba y de revisar y supervisar la ejecución las actividades establecidas en el presente protocolo durante la realización de las pruebas.

Instrumentación Permanente: instrumentación existente en la planta y de la cual se miden Variables Primarias y Secundarias requeridas para la prueba.

Instrumentación Temporal: instrumentación que se instala en forma temporal durante la ejecución de la prueba y que posibilita la medición de ciertas Variables Primarias y Secundarias requeridas para determinar los parámetros de las pruebas.

Servicios Auxiliares: Se entenderá como servicios auxiliares, todo aquel consumo de energía y potencia asociado al funcionamiento propio de cada unidad generadora, sin el cual el funcionamiento óptimo de la unidad no es posible.

SI: Sistema Interconectado.

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

Variables primarias: variables requeridas para calcular el CEN de las unidades.

Variables secundarias: variables que no son utilizadas en el cálculo del CEN, pero que son necesarias medir para asegurar el cumplimiento de las condiciones de la prueba.

2. Contexto

La Central Termoeléctrica Ventanas se encuentra en la comuna de Puchuncaví, en la Región de Valparaíso, y está constituida por 3 unidades generadoras en operación (la Unidad Ventanas 1 está fuera de servicio desde diciembre 2020). La unidad más reciente es La Unidad Campiche, que está en operación desde el 2013. Como parte del calendario de pruebas para el año 2021, el Coordinador Eléctrico Nacional ha solicitado a AES Campiche la realización de la prueba de CEN. El Experto Técnico adjudicado para esta prueba es Laborelec que trabaja en conjunto con la empresa Tecnatom, en adelante "Laborelec-Tecnatom".

3. Documentos de referencia

- Anexo técnico: determinación de consumos específicos de unidades generadoras
- Guía para efectuar pruebas de anexos técnicos con monitoreo a distancia
- Norma ASME PTC 46 “Performance Test Code on Overall Plant Performance”
- Norma ASME PTC 4 “Fired Steam Generators”
- Norma ASME PTC 6 “Performance Test Code 6 on Steam Turbines”
- Norma ASME PTC 19.1 “Test Uncertainty”
- Minuta de reunión 4 de diciembre de 2020 COR-GO-DCO-CEN-Campiche-Reunión de Inicio-V1
- AES GENER - Calibración de los instrumentos de medición- guidelines_1.0

4. Descripción de AES Ventanas Campiche

AES Ventanas Campiche es una unidad generadora a carbón que fue comisionada el año 2013. La Unidad Campiche corresponde a ciclo de Rankine con recalentamiento y regeneración. El turbogenerador es un *tandem compound* manufacturado por AnsaldoEnergia, modelo RH TCDF - 43 que gira a 3000 rpm; y la caldera es de tipo acuatubular de alta presión subcrítica provista por Doosan Heavy Industries.

Actualmente, la Potencia Máxima de la Unidad Campiche es 272 MW y la Potencia Mínima es 84 MW. La capacidad nominal del vapor es la siguiente:

- Vapor principal: 748,710 t/h, 565°C, 160,0 bar(a)
- Vapor recalentado: 675,302 t/h, 565°C, 40,58 bar(a)

El generador de la turbina está conectado al sistema local de 220 kV a través de 1 transformador elevador. A su vez, todos los consumos eléctricos auxiliares de la Unidad Campiche son suministrados a través del transformador de auxiliares.

Mayores detalles del balance original de energía y del unilineal eléctrico se encuentran en el Anexo A.

Las condiciones de sitio de la Unidad Campiche se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1: Condiciones de sitio de AES Ventanas Unidad Campiche.

Variable	Valor de referencia
Temperatura ambiente	14,9 °C
Presión ambiente	1.013 mbar
Humedad relativa	86%
Agua de mar	14 °C

4.1. Combustible

La caldera está diseñada para quemar una mezcla de carbón sub-bituminoso (No.9) 46% y carbón bituminoso (No.4) 54%. La Tabla 2 presenta las propiedades de diseño de dicha mezcla de carbón.

Tabla 2: Propiedades de la mezcla de carbón de diseño de la Unidad Campiche.

Propiedad	Valor como recibido
Poder calorífico superior	5.112kcal/kg
Poder calorífico inferior	4.793 kcal/kg
Humedad	17,63%
Cenizas	14,19%
Azufre	0,64%

4.2. Exigencias ambientales de emisiones

El D.S. N°13/2011 establece los límites ambientales para las centrales termoeléctricas del país. Adicionalmente, existe el Plan de Prevención y Descontaminación Atmosférica para las comunas de Concón, Quintero y Puchuncaví (D.S. N°105/2018 del Ministerio de Medio Ambiente) que limita la emisión de material particulado (MP) a 20 mg/Nm³. Así, los límites ambientales que aplican a AES Ventanas Campiche se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3: Límites de emisión para AES Ventanas Campiche (fuente: D.S N°13/2011 y D.S. N°105/2018)

Combustible	Material particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de nitrógeno (NO _x)	Mercurio (Hg)
Sólido	20 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³	0,1 mg/Nm ³

Las condiciones normales (N), corresponden a 25°C y 1 atmósfera. Los límites de la Tabla 3 se deben corregir por oxígeno (O₂) en base seca, considerando un 6% para combustibles sólidos (calderas).

5. Participantes y responsabilidades para la prueba CEN

A continuación, se presentan los participantes y se describen sus responsabilidades.

5.1. Responsabilidades de la Empresa Generadora AES Ventanas

Las responsabilidades del Coordinado son las siguientes:

- Proporcionar toda la información técnica que el Coordinador y el ET soliciten, desde las instancias previas a la prueba y hasta la entrega del resultado de esta.
- Nombrar un Representante del Coordinado, encargado de garantizar todos los recursos necesarios para la ejecución de la prueba y facilitar la realización de la misma en coordinación con el Experto Técnico y el personal a su mando (en este caso, el personal requerido para esta prueba y otros recursos que se pudiese requerir).
- el Jefe de Turno será responsable de ejecutar las pruebas de acuerdo con el Protocolo de Pruebas.
- Mantener un equipo técnico de O&M con experiencia y conocimiento probado de la Unidad Campiche. Este equipo será responsable de resolver cualquier observación y/o solucionar cualquier inconformidad que se pudiese presentar antes y durante la prueba. Se recomienda que este equipo esté conformado por un especialista en control, un especialista de operaciones, un especialista técnico mecánico y un especialista técnico eléctrico.
- Proporcionar el personal para la supervisión en la toma de datos de la instrumentación temporal.
- Proporcionar el personal para la supervisión de las tareas de muestreo de carbón, ceniza, y escoria.
- Proveer y/o garantizar la instrumentación requerida por el ET para la realización de mediciones de Variables Primarias.
- Facilitar el personal que la central considere necesario para:
 - Garantizar que se tome los datos de acuerdo lo establecido en este protocolo.
 - Se almacene y se extraiga los datos adecuadamente.
 - Se garantice la estabilidad y confiabilidad de la unidad durante esta prueba de CEN.
- Permitir acceso al Experto Técnico al menos a los siguientes sistemas:
 - Pantallas del DCS
 - Tendencias o datos en tiempo real
 - Pantallas de alarmas

- Acceso visual de las instalaciones en terreno
- Entregar acceso al Coordinado Observador. Sujeto a limitaciones técnicas determinadas por el ET y el Coordinador.
- Proporcionar todos certificados de calibración según se indica en Sección 7.
- Colectar y entregar todos los datos de operación relevantes para la prueba CEN el mismo día de la prueba. El Experto Técnico también podrá requerir capturas de pantalla del proceso y fotografías, que le deben ser proporcionadas. En la Sección 12.6 se detalla cómo se reportará los datos relevantes de proceso requeridos para esta prueba de CEN.
- Asegurar el correcto registro de datos, ya sea mediante los sistemas internos de la planta o utilizando sistemas externos de adquisición de datos. Almacenar datos de la prueba de manera estructura en la plataforma común (ej: Sharepoint) para este propósito, compartida por el Coordinado.
- Proveer el personal de seguridad calificado necesario durante la ejecución de las pruebas.
- Asegurar el ajuste de la Unidad a los estados de carga definidos en este protocolo.
- Asegurar el cumplimiento de los criterios de estabilidad, tiempos de estabilización, y tiempo de periodo de prueba tal como se propone en este protocolo.
- Garantizar que los dispositivos de control, alarmas y protecciones de la unidad estén habilitados y operativos.
- Garantizar que la alineación de las válvulas más importantes de acuerdo con lo requerido en este protocolo además de verificar su estado en terreno si fuese necesario.
- Asegurar que los parámetros nominales de los equipos de la planta no superen sus valores nominales. Informar constantemente al ET.
- Verificar que las válvulas automáticas están alineadas según se indica en el presente protocolo y en automático, verificando su estado tanto en la sala de control como en terreno.

5.2. Responsabilidades del Experto Técnico

- Aplicar el presente protocolo de pruebas.
- Confeccionar el acta diaria de pruebas en conjunto con la Central y enviar al Coordinador para su revisión y firma.
- Revisar y supervisar en terreno la ejecución de todas las actividades descritas en el protocolo durante la realización de la prueba CEN.
- Coordinar con el personal de planta y velar por la ejecución de la prueba, esto de acuerdo con el protocolo de pruebas y en coordinación con el Representante del Coordinador.
- Verificar el ajuste de la Unidad a los estados de carga definidos en este protocolo.

- Verificar el cumplimiento de los criterios de estabilidad, tiempos de estabilización, y tiempo de periodo de prueba tal como se propone en este protocolo.
- Verificar que los dispositivos de control, alarmas y protecciones de la unidad estén habilitados y operativos.
- Verificar la alineación de las válvulas más importantes de acuerdo con lo requerido en este protocolo, además de verificar su estado en terreno si fuese necesario.
- Verificar que los parámetros nominales de los equipos de la planta no superen sus valores nominales.
- Verificar que las válvulas automáticas están alineadas con lo que se indica en el presente protocolo y en automático, chequeando su estado tanto en la sala de control como en terreno si es necesario.
- Definir un Equipo Clave. En cada prueba participará al menos un miembro del Equipo Clave, quien participará de acuerdo al requerimiento de la prueba para prestar apoyo técnico al Experto Técnico y estará disponible de acuerdo con el requerimiento.
- El Experto Técnico deberá estar disponible durante las diferentes pruebas o asignar a otro miembro del equipo clave si tuviese que ausentarse por un periodo razonable y justificado.
- Verificar las mediciones durante la prueba, tanto de la instrumentación permanente como temporal.
- Realizar el Informe Técnico de las pruebas.
- Cumplir con las normativas de AES Ventanas.

5.3. Responsabilidades del Coordinador Eléctrico Nacional

- Nombrar un Representante del Coordinador.
- Coordinar la prueba CEN con el Sistema Interconectado.
- Validar los estados de carga.
- Velar por la ejecución de la prueba de acuerdo con lo establecido en el AT-CEN y este protocolo.
- Suspender, interrumpir, o reanudar la prueba.
- Revisar y realizar observaciones al Informe Técnico.

5.4. Responsabilidad del Coordinado Observador

En caso de que un Coordinado Observador desee participar en calidad de observador en la prueba CEN, este deberá solicitarlo al Coordinador al menos 5 días antes de la fecha prevista para la realización de la prueba. un Coordinado Observador podrá tener

acceso a la prueba de acuerdo con la factibilidad que defina el Coordinador y AES Ventanas.

6. Metodología general para el cálculo del CEN

El cálculo del CEN se realizará mediante el método indirecto según el estándar ASME PTC 4. El método indirecto determina el rendimiento de una caldera por la suma de las pérdidas y por la energía introducida por el combustible. Este método se ocupa para determinar la entrada de calor al generador de vapor y permite corregir los valores de CEN a las condiciones de sitio, que se presentan en la Tabla 1.

Los límites bajo los cuales se realizará el cálculo según norma ASME PTC 4 se ilustran en la Figura 1.

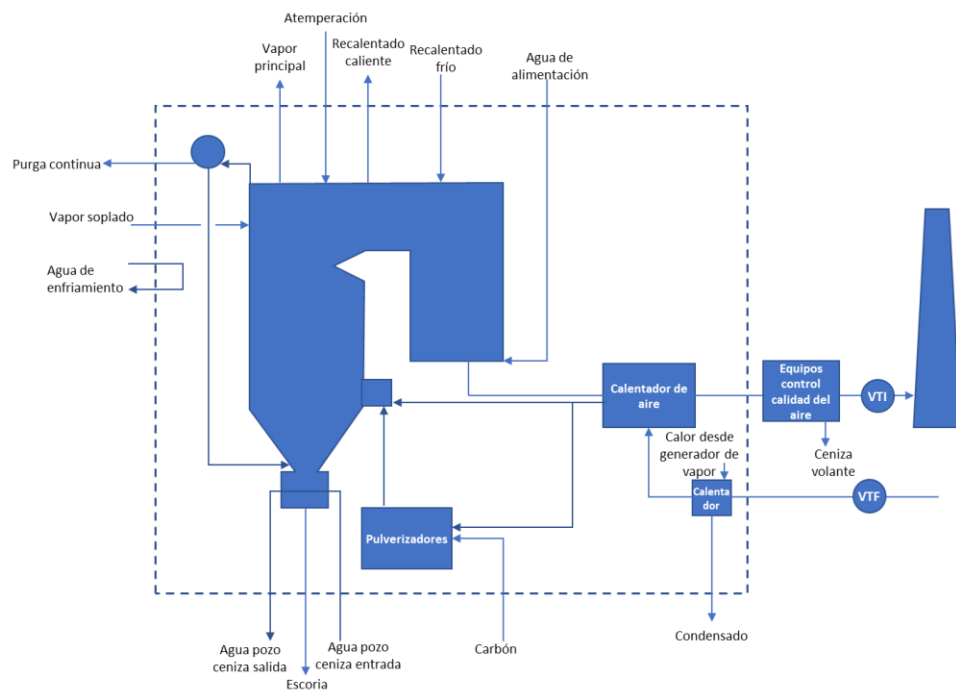


Figura 1: Límites del balance de energía en AES Ventanas Campiche para el cálculo de CEN, basado en Figura 1-4-2 en Norma ASME PTC 4.

7. Requerimientos sobre las mediciones de la prueba CEN

Los datos de la prueba se obtendrán utilizando la instrumentación permanente y temporal según se requiera. Los datos se obtendrán del DCS o de un sistema de adquisición de datos externo, y la recolección de datos manual se limitará a las mediciones donde no sea factible el uso de dispositivos electrónicos. La instrumentación se evaluará en base a las normas ASME PTC 4 y ASME PTC 46.

AES Ventanas deberá tomar muestras de carbón, ceniza, y escoria, y enviarlas a un laboratorio para su análisis. Este laboratorio debe ser homologado por autoridades competentes.

Se define como Variables Primarias aquellas que sirven para el cálculo del CEN, y como Variables Secundarias aquellas que se utilizan para monitoreo de la Unidad durante la prueba.

7.1. Mediciones eléctricas

Las mediciones potencia y energía bruta y neta se consideran Variables Primarias y deben ser tomadas con instrumentos Clase 0.2 o superior. La medición de potencia bruta se debe tomar en los bornes del generador y la medición de potencia neta debe tomarse aguas abajo del transformador elevador. Las lecturas de potencia bruta y neta deben ser obtenidas directamente del medidor.

La calibración de las mediciones eléctricas de Variables Primarias no debe exceder los 2 años de antigüedad a la fecha de realización de la prueba CEN, y deben realizarse siguiendo las directrices entregadas por el ET (AES GENER - Calibración de los instrumentos de medición- guidelines_1.0, Anexo B).

Las lecturas eléctricas deben ser obtenidas directamente del medidor o por sistema de adquisición de datos vía software dedicado realizadas directamente en terreno. Estas lecturas deben tener una frecuencia de 5 segundos preferentemente, y la información se debe almacenar sin ser afectada por filtros, escalas, etc.

Los consumos auxiliares; es decir, los consumos que vienen del transformador de auxiliares de la Unidad; se consideran Variables Secundarias. Sólo deben estar conectados los consumos auxiliares que sean propios al funcionamiento de la unidad. Todos los demás consumos que no son propios para el funcionamiento de la unidad deben desconectarse o no registrar consumo durante la prueba CEN.

Para el caso específico de esta prueba, si el registro de datos no puede realizarse cada 5 segundos porque los sistemas de medición existentes no lo permiten, se puede aceptar una frecuencia de extracción de datos de hasta 15 minutos. Lo anterior es válido cuando la instrumentación actual muestrea la energía en forma continua, que es lo más relevante para la determinación del CEN.

7.2. Mediciones del proceso

El Anexo C presenta las Variables Primarias cuya calibración es obligatoria, y el Anexo D entrega las Variables Secundarias cuya calibración es recomendada. Este último listado incluye las variables de monitoreo para validar el desempeño de la prueba CEN. El Coordinado debe entregar los datos de todas estas variables según el requerimiento indicado en los Anexos mencionados.

7.2.1. Medición de temperatura con la instrumentación existente

A las Variables Primarias de temperatura (Anexo C), se les revisará que la calibración asociada tenga una antigüedad no mayor a 2 años con referencia a la fecha de la realización de la prueba CEN.

La frecuencia de adquisición de datos de temperatura se indica en el Anexo C, y están de acuerdo a los sistemas de adquisición de datos de AES Ventanas.

7.2.2. Medición de presión con la instrumentación existente

A las Variables Primarias de presión (Anexo C), se les verificará que su calibración tenga una antigüedad no mayor a 2 años con referencia a la fecha de la realización de la prueba CEN.

La frecuencia de adquisición de datos de presión se indica en el Anexo C, y están de acuerdo a los sistemas de adquisición de datos de AES Ventanas.

7.2.3. Medición de flujo

En particular, según el Anexo C, los medidores de flujo de agua de alimentación y atemperación de sobrecalentado y recalentado se consideran Variables Primarias. Se debe verificar el buen estado y dimensiones de la tobera/placa orificio con que se miden dichos flujos, y también el buen estado de las tomas de diferencial de presión. En caso de utilizar medidores de flujo tipo ultrasonido, turbina, o vórtex, la calibración de dichos instrumentos debe tener una antigüedad no mayor a 5 años con referencia a la fecha de la realización de la prueba CEN.

7.2.4. Instrumentación temporal

Se requiere como instrumentación temporal:

- Una grilla para la medición del O₂, CO y temperatura en los gases de combustión a la salida del precalentador de aire. La metodología y el número de instrumentos de medición de temperatura, O₂, CO a utilizar se determinará en base a las especificaciones de norma ASME PTC 4.
- Un anemómetro para medir la velocidad del viento en el sitio para garantizar al menos una lectura hacia la mitad de cada estado de carga.

Se deberá garantizar el personal auxiliar idóneo para la instalación y operación de la instrumentación temporal requerida para esta prueba, y también la correcta adquisición de datos. Previa a la prueba, la empresa instaladora deberá proveer los certificados de calibración, los criterios de instalación (por ejemplo: número de diámetros aguas arriba desde la última singularidad), y además el procedimiento mismo de su instalación.

7.3. Muestreo de carbón

El muestreo de carbón se realizará en la entrada de los pulverizadores. El carbón alimentado a caldera se muestrearán siguiendo el procedimiento de planta, esto siguiendo las mejores prácticas para dicho muestreo tal como se especifica en la Sección 4.8 de la Norma ASME PTC4.

Las muestras se tomarán en cada uno de los alimentadores de carbón operativos en cada estado de carga. El tamaño de cada muestra será entre 1 y 5 kg.

Las muestras tomadas en cada escalón se mezclarán, y de la mezcla se extraerá una porción de aproximadamente 1 kg que se enviará al laboratorio para su análisis, quedando el resto en custodia.

Se realizará un registro de los muestreos realizados. Las muestras de carbón serán embolsadas y etiquetadas adecuadamente.

Serán necesarios 7 análisis de laboratorio, uno para cada escalón ensayado.

Los análisis de carbón incluirán al menos el análisis elemental, el poder calorífico superior e inferior, y también el análisis inmediato (humedad, cenizas, carbono fijo y materia volátil).

El procedimiento de la toma de muestras de carbón se adjunta en el Anexo E.

7.4. Muestreo de cenizas

Las muestras de cenizas, para la determinación del carbón inquemado, deberán ser representativas de las pruebas. Es necesario poner especial atención al muestreo de cenizas volantes para garantizar la cantidad adecuada por cada estado de carga, esto debido a que es difícil su muestreo ya que el punto de muestreo tiene presión negativa.

La localización del muestreo de cenizas volantes será entre el precalentador de aire y el filtro de mangas.

Las muestras se comenzarán a tomar 10 minutos después que se haya alcanzado la carga objetivo y durante todo el periodo de estabilización y prueba misma de cada estado de carga, esto para garantizar la cantidad de muestra adecuada. La muestra por escalón de carga se tomará por medio de un muestreador automático. Cada muestra será de al menos 200 g, la mitad se enviará a laboratorio, quedando la otra mitad en custodia.

Los análisis de cenizas (7 muestras) para determinar el contenido de carbono inquemado en las mismas se hará de acuerdo con la norma ASTM D6316; y el contenido de azufre retenido determinado por el estándar ASTM D3177 o el ASTM D4239.

La descripción del procedimiento de la toma de muestras se encuentra adjunto en el Anexo E, que a su vez está de acuerdo con la norma ASME PTC 4.

7.5. Muestreo de escoria

Al final de cada escalón se tomará una muestra de al menos 200 g de escoria. La mitad de la muestra se enviará al laboratorio para su análisis y la otra mitad quedará en custodia.

Los análisis de escoria (7 de muestras) para determinar el contenido de carbono inquemado en las mismas se hará de acuerdo con la norma ASTM D6316; y el contenido de azufre retenido determinado por el estándar ASTM D3177 o el ASTM D4239.

La descripción del procedimiento de la toma de muestras se encuentra adjunto en el Anexo E.

8. Posición de válvulas para prueba CEN

La Tabla 4 muestra el estado en cual se deben encontrar las válvulas durante la prueba CEN. No se deben las bloquear válvulas. En caso de que existan fugas, estas se considerarán como parte de la operación normal de la planta. Adicionalmente, la purga continua deberá estar cerrada durante el desarrollo de la prueba.

Tabla 4: Estado en que se tienen que encontrar las válvulas durante la prueba CEN.

Concepto	Válvulas	Estado
Purgas	Sistema de soplado de la caldera	Inactivo
	Purga de arranque del domo de la caldera	Cerrado
	Purga continua del domo de la caldera	Cerrado
Condensado	Calentadores	En automático
	Extracciones	En automático
	Circuito de agua de condensado	En automático
	válvula de rechazo de condensado	Cerradas
	válvula recirculación de sistema descarga condensado	Cerrada
Agua de alimentación	Calentadores	En automático
	Extracciones	En automático
	Circuito de agua de alimentación	En automático
	Atemperadores de sobrecalentado y recalentado	En automático
Otros	Reposición (<i>make-up</i>) al condensador	En automático
	Vapor auxiliar a otras unidades o consumos	Cerrado
	Vapor a los calentadores de aire	En automático
	Vapor de sellos	En automático

Concepto	Válvulas	Estado
	Vapor a los eyectores para vacío	En automático
Caldera	Circuito de aire y gases	En automático

9. Consideraciones particulares de operación de AES Ventanas Unidad Campiche

- Los deshollinadores o sopladores de ceniza no se operarán durante el periodo de estabilización ni durante la prueba en cada estado de carga. Los estados de carga se especifican en la Sección 12.1. La planta deberá hacer un soplado antes del inicio de las pruebas propuesto en el programa (Sección 12.3).
- Todo consumo de vapor auxiliar que no sea de uso normal de la operación de la Unidad debe ser detenido o aislado. En caso de no ser factible la detención o aislación, dicha cantidad deberá ser medida o estimada según corresponda por el Experto Técnico en base a información proporcionada por AES Ventanas.
- La Unidad Campiche opera normalmente con agua de reposición (*make-up*) al condensador. Ya que no es posible cerrarla para la prueba CEN, se medirá su caudal con el caudalímetro existente.
- La estimación de las fugas incontroladas se realizará por balance de masas teniendo en cuenta el caudal de agua de reposición y los caudales equivalentes a la variación de los niveles en condensador, desaireador y domo.

10. Recursos telemáticos para la prueba CEN

Se requerirán los siguientes recursos para el seguimiento remoto por parte de miembros del Equipo Clave:

- Acceso remoto a las variables principales de proceso

Con la finalidad de verificar la estabilidad de la Unidad durante la prueba, se deberá garantizar el acceso a las siguientes variables de proceso:

 - De manera online a las tendencias de: potencia (carga), presión de vapor principal, y flujo agua de alimentación.
 - De manera online o por reporte fotográfico cada 5 minutos: O₂ a la salida de la caldera/economizador, temperatura de vapor principal y vapor recalentado caliente y temperatura agua de alimentación.
 - De manera online mostrar valores de voltaje y frecuencia, medidos en los bornes del generador, para determinar que la Unidad está estable.
- Acceso a una plataforma de reunión online (por ejemplo: Teams o Zoom)
 - La central deberá de facilitar una plataforma para la coordinación online de los participantes. Un computador con acceso permanente a esta plataforma deberá de estar ubicado en la sala de control y deberá de contar con parlantes y micrófonos adecuados para que se permita la interacción dinámica con el personal de planta que se encuentre en sala de control en caso de ser necesario.
- Acceso a una plataforma de mensajes (por ejemplo: WhatsApp)
 - La central deberá facilitar una plataforma para la coordinación en línea de los participantes por texto (chat), esto para hacer llegar instrucciones, recibir retroalimentación, y dar recomendaciones al personal clave involucrado en esta prueba.
 - Por lo tanto, el personal involucrado deberá de contar con un smartphone con la suficiente autonomía en batería y una cámara adecuada para garantizar la comunicación directa y/o reportar de manera fotográfica las diferentes observaciones importantes que se requieran.

11. Prueba previa de preparación

Se realizará una prueba previa a la prueba CEN para verificar que:

- Todos los sistemas de adquisición de datos funcionen correctamente y estén sincronizados a la hora oficial de Chile.
- Si hubiese diferencia entre la hora oficial de Chile y la hora del sistema de adquisición de datos que no se pueda corregir, se firmará un acta indicando la estampa de tiempo correspondiente a cada uno de los sistemas de adquisición de datos.
- Todos los equipos de proceso funcionan adecuadamente
- Los instrumentos y métodos de medida midan correctamente (no haya señales erróneas en el DCS)
- El personal designado para tomar los datos en terreno lo haga de forma efectiva
- Todos los sistemas de comunicación con el Experto Técnico, Equipo Clave, El Coordinador, y un eventual Coordinado Observador tenga acceso a los datos operacionales y a la contingencia de la planta
- El muestreo de carbón, ceniza, y escoria se haga de acuerdo con lo establecido en el presente protocolo

La fecha para esta prueba previa será acordada entre las partes.

Se contempla realizar la prueba previa a una potencia de 270 MW; sin embargo, esta potencia se puede adaptar de acuerdo a las circunstancias.

El programa para la prueba de preparación es el siguiente:

- 9 a 11 hrs: probar los sistemas de comunicación
- 11 a 13 hrs: periodo de estabilización de la Unidad
- 13 a 15 hrs: escalón de carga de prueba

Se estima que la prueba previa tomará aproximadamente 6 horas en total, pero en caso de alguna contingencia se podría extender.

Al finalizar la prueba previa, todos los datos deben ser entregados al Experto Técnico para la validación de los mismos. AES Ventanas deberá atender todos los comentarios emitidos por el Experto Técnico para garantizar el éxito de la prueba CEN.

12. Ejecución de la prueba CEN

12.1. Definición de estados de carga

De acuerdo con lo especificado en la AT-CEN, la prueba CEN comprende la realización de mediciones en 7 estados de carga, que se presentan en la Tabla 5. Los estados de carga propuestos están comprendidos entre en el rango entre la potencia máxima y el mínimo técnico, incluyendo a los mismos.

Tabla 5: Estados de carga para prueba CEN

Estado de carga	Potencia bruta (MW)	Observaciones
1	272	Potencia máxima
2	245	90% de potencia máxima
3	218	80% de potencia máxima
4	190	70% de potencia máxima
5	163	60% de potencia máxima
6	136	50% de potencia máxima
7	84	Mínimo técnico

Durante la prueba se evaluará la potencia máxima a la que se pueda hacer la prueba de manera estable garantizando un nivel de O₂ aceptable y bajo nivel de CO en los gases de combustión a la salida de la caldera. Este nuevo estado de carga deberá ser aprobado por el Coordinador y el ET.

12.2. Periodo de preparación de la Prueba

Al inicio de cada día de prueba, es necesario que la unidad esté +/-10MW del estado de carga objetivo.

Como parte de los preparativos para la ejecución de las pruebas de cada una de las jornadas, se llevarán a cabo las siguientes tareas:

- Se hará una reunión de inicio entre las partes (al menos, ET, el Representante del Coordinado y el Representante del Coordinador) en la cual se explicarán los eventos que la unidad experimentó durante el turno anterior, las limitaciones potenciales de la unidad y la red de transmisión, así como las pruebas a realizarse.
- Se harán las comprobaciones pertinentes (lista de verificación) para garantizar que la prueba se realice de manera satisfactoria por lo que se verificará:

- El estado de la instrumentación requerida para el proceso, tanto la instrumentación permanente, así como la instrumentación temporal.
- La disponibilidad del personal necesario para la realización de la prueba de acuerdo con lo mínimo requerido en este protocolo.
- Los procedimientos de toma de muestras de carbón, cenizas volantes y escoria.
- La sincronización en hora y fecha de los diferentes sistemas de datos o en su defecto que la diferencia de tiempo reportada por el coordinado no haya variado.
- El estado de los equipos y sistemas auxiliares.
- Que se haya hecho el soplado de la caldera.
- Se verificará que la válvula de agua de reposición (*make-up*) esté en automático, que la purga de la caldera está cerrada, y que solo las líneas y válvulas de vapor para los auxiliares de la unidad estén operativas (en automático). Estas líneas se limitan al vapor para eyectores, vapor de sello, vapor para los calentadores a vapor de aire, vapor a la desulfuradora y vapor a la desaladora.
- La alineación requerida de válvulas.
- Se dará inicio al registro automático de datos.

12.3. Programa de pruebas

El programa de pruebas contempla 4 jornadas de trabajo, comenzando cada jornada a las 8 hrs hasta un máximo de 12 horas. La descripción de cada jornada se indica a continuación:

- Primera jornada (día 1): se ejecutarán las pruebas correspondientes al 1^{er} y 2^o estado de carga.
- Segunda jornada (día 2): se ejecutarán las pruebas correspondientes al 3^{er} y 4^o estado de carga.
- Tercera jornada (día 3): se ejecutarán las pruebas correspondientes al 5^o y 6^o estado de carga.
- Cuarta jornada (día 4): se ejecutarán las pruebas correspondientes al 7^o estado de carga. En esta jornada se deja tiempo de reserva para repetir alguna de las pruebas que no se haya podido realizar o tenga observaciones (el Coordinador debe de aprobar cualquier repetición de prueba).

12.4. Período de estabilización y medición de la Prueba de CEN

Antes del inicio de la medición de CEN, cada estado de carga estará precedido por un periodo de estabilización, el cual busca tener la suficiente estabilidad de la unidad para que durante el periodo de prueba en cada escalón no se excedan las fluctuaciones permitidas, y la misma se considere válida. Los criterios de estabilidad que se proponen para esta prueba de CEN están de acuerdo con lo recomendado por en el Artículo 31 del AT-CEN y a las mejores prácticas que se recogen en la Tabla 6.

Tabla 6: Fluctuaciones permitidas durante la prueba, de acuerdo con la Norma ASME PTC4-2013 y a la norma ASME PTC6-2004.

Parámetro	Fluctuación de corto plazo	Desviación de largo plazo	Referencia
Carga	-	±0.25%	ASME PTC6-2004
Voltaje	±5%	-	ASME PTC6-2004
Factor de Potencia	-	±1%	ASME PTC6-2004
Velocidad (o Frecuencia)	±5%	±0.25%	ASME PTC6-2004
Presión de vapor principal	4% (1,76 kg/cm ² max)	3% (1,40 kg/cm ² max)	ASME PTC4-2013
Flujo agua de alimentación	10%	3%	ASME PTC4-2013
O ₂ a la salida de la caldera/economizador (en volumen)	1,0 (puntos de O ₂)	0,5 (puntos de O ₂)	ASME PTC4-2013
Temperatura de vapor principal y vapor recalentado caliente.	11,1 °C	5,5°C	ASME PTC4-2013
Temperatura agua de alimentación	11,1 °C	5,5°C	ASME PTC4-2013
SO ₂ (unidades con remoción de azufre)	150 ppm	75 ppm	ASME PTC4-2013
CO (si se mide)	150 ppm	50 ppm	ASME PTC4-2013

El periodo de estabilización de la Unidad, incluyendo la variación de carga para pasar al siguiente estado de carga, se estima en 2 horas. Si existen entradas o retiros de equipos de molienda, junto con el aumento o reducción de carga, este periodo de estabilización se puede extender hasta que se cumplan los criterios de estabilidad.

Una vez estabilizada la unidad, se dará inicio al periodo de realización de la prueba de CEN al estado de carga respectivo, y se considera un periodo por estado de carga de entre 2 y 2,5 horas, en caso de que se necesite hacer coincidir los datos de la prueba con la frecuencia de medición eléctrica.

12.5. Inicio y suspensión de la Prueba de Consumo Específico Neto

La prueba de consumo específico neto a AES Ventanas Campiche en sus diferentes escalones de carga se iniciarán cuando la unidad tenga condiciones estables de operación, así como el SI al cual esta unidad está conectada.

De acuerdo con el AT-CEN, en caso de que se produzca una falla de la Unidad o componente de esta, o de existir perturbaciones en el SI que lo lleven al Estado de Emergencia, el Coordinador suspenderá la prueba. Asimismo, el Coordinador podrá suspender la prueba en la operación en tiempo real en caso de que lo considere necesario dadas las condiciones del sistema.

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

12.6. Sincronización de la fecha y hora, y formato de datos

En general, todas las fuentes de datos de la instrumentación para la prueba deben estar sincronizados, con la misma hora a la hora oficial de Chile. Si este no fuese el caso y existieran limitaciones técnicas sustentables, el coordinado deberá reportar la diferencia de hora/fecha entre los diferentes sistemas de datos en un acta, esto al menos un día previo a la realización de las pruebas.

La entrega de los datos colectados deberá entregarse en formato Excel y en el formato mostrado en la Tabla 7, asegurando que todos los campos estén como valores (sin contener ninguna fórmula).

Tabla 7: Formato general de entrega de datos de la prueba CEN

Fechas/hora	Tag 1	Tag 2	Tag 3
	Descripción del Tag 1	Descripción del Tag 2	Descripción del Tag 3
	Unidades	Unidades	Unidades
dd/mm/aaaa/ hh:mm:ss	000000,000	000000,000	000000,000
dd/mm/aaaa/ hh:mm:ss	000000,000	000000,000	000000,000

13. Acta de prueba

El Acta de Prueba se realizará por cada nivel de carga.

Al menos, el Acta debe contener:

- Nombre del Experto Técnico, Representante del Coordinado, otros participantes por parte del Coordinado, los representantes del Coordinador, e invitados de otras empresas si los hubiese.
- Fecha y hora de inicio y fin de cada prueba.
- Validación del periodo de estabilización por parte del Experto Técnico y Representante del Coordinado
- Condiciones de cómo se efectuó la prueba (por ejemplo: niveles de carga, combustible usado, incomunicaciones de válvulas, equipos fuera de servicio, etc.)
- Descripción de anomalías ocurridas, la forma de cómo se resolvieron (por ejemplo: apertura inesperada de una válvula automática crítica), acuerdos u objeciones de las partes involucradas, con su fecha y hora respectiva.
- Indicar razones en caso de aumento por sobre un 10% en la temperatura y presión del vapor principal
- Potenciales observaciones a los muestreos de combustible, cenizas, y escorias
- Debe contener la verificación del alineamiento de válvulas

El acta debe ser realizada por el Experto Técnico y firmada por todos los participantes internos de la prueba. Luego, debe ser entregada al representante del Coordinador para su revisión y firma.

En el Anexo B se propone el formato de Acta de Pruebas.

14. Informe final

El ET entregará el informe final 15 días hábiles después de realizada la prueba o después de la última entrega de información (por ejemplo, poder calorífico superior del carbón realizado por un laboratorio externo), lo que ocurra último. El informe final contendrá, al menos, la memoria de cálculo, registros de las mediciones consignadas en el acta de prueba, las conclusiones obtenidas, y todo lo que se indica en el Artículo 22 del AT-CEN.





15. Cálculo del CEN, CEN Corregido, e Incertidumbre

En el informe final se informará por separado el CEN y el CEN corregido a las condiciones de sitio (Tabla 1). Para el caso de esta prueba, el CEN se corregirá por temperatura de agua de mar, factor de potencia y temperatura ambiente. Ya que no se dispone de curvas de corrección para toda la planta en conjunto, se seguirá la siguiente metodología:













- Corrección del rendimiento de caldera con las condiciones ambientales mediante un cálculo ASME PTC 4 de pérdidas separadas en que se sustituyen las condiciones ambientales actuales por las de sitio.
- Corrección del consumo específico del ciclo de turbina a vapor exclusivamente por temperatura de agua de mar y su influencia en la presión del condensador. Utilizando la curva de corrección correspondiente del fabricante de turbina.
- Corrección de la potencia bruta a factor de potencia de 0,95, en caso de que no se logre este factor de potencia durante la prueba. Se utilizará la curva de pérdidas en el generador suministrada por el fabricante.
- Se obtendrá la potencia neta corregida y del consumo específico de la planta corregido mediante los valores corregidos anteriores.

El cálculo de incertidumbre se hará basado en la norma ASME PTC 19.1 "Test Uncertainty". Para la determinación de la incertidumbre se utilizará la variabilidad de la medición y la incertidumbre que se halle en el certificado de calibración de las Variables Primarias.

Anexo A. Información general de AES Ventanas Unidad Campiche

Descripción	Archivo
Unilineal eléctrico	 
Balance de energía	 

Anexo B. Documentos de referencia

Descripción	Archivo
Anexo técnico: determinación de consumos específicos de unidades generadoras	 
Guía para efectuar pruebas de anexos técnicos con monitoreo a distancia	 
Minuta de reunión 4 de diciembre 2020	 
Acta de prueba tipo	 
Lista de verificación	 
AES GENER - Calibración de los instrumentos de medición- guidelines	 

Anexo C. Listado de variables primarias y certificados de calibración.

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency	Certificado
Ambient Condition							
Ambient Temperature Dry		T				1 min	
Ambient Relative Humidity		RH				1 min	
Ambient Pressure		P				1 min	
Flow Measurements Water/Steam							
Spray Water Superheated	41LAE10CF101	ΔP	mbar			5 seg	
Spray Water Superheated	41LAE10CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Spray Water Reheated	41LAF50CF101	ΔP	mbar			5 seg	
Spray Water Reheated	41LAF50CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Drain from HP6 to HP5	42LCH30CF101	ΔP	mbar			5 seg	
Dram from HP6 to HP5	42LCH30CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CF101A	ΔP	mbar			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CF101A	ΔP	ton/h			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CF101B	ΔP	mbar			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CF101B	ΔP	ton/h			5 seg	
Pressure and Temperature Measurements Water/Steam							
HP Outlet Boiler	41LBA10CP101	P	barg			5 seg	
HP Outlet Boiler	41LBA10CP102	P	barg			5 seg	
HP Outlet Boiler	41LBA10CT101	T	°C			5 min	
HP Outlet Boiler	41LBA10CT102	T	°C			5 min	
HP Outlet Boiler	41LBA10CT103	T	°C			5 min	
HP Turbine Outlet	42LBC10CP102A	P	barg		Inlet Boiler	5 min	
HP Turbine Outlet	42LBC10CP102B	P	barg		Inlet Boiler	5 min	
HP Turbine Outlet	42LBC10CT102A	T	°C		Inlet Boler	5 min	
HP Turbine Outlet	42LBC10CT102B	T	°C		Inlet Boiler	5 min	
Hot Reheat Main Line	42LBB10CP101A	P	barg			5 min	
Hot Reheat Main Line	42LBB10CP101B	P	barg			5 min	
Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	41LBB10CT101	T	°C			5 min	
Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	41LBB10CT102	T	°C			5 min	

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency	Certificado
Hot Reheat Main Line Outlet Boiler	41LBB10CT103	T	°C			5 min	
Spray Water Superheated	41LAE10CP101	P	barg			5 seg	
Spray Water Superheated	41LAE10CT101	T	°C			5 min	
Spray Water Reheated	41LAF50CP101	P	barg			5 seg	
Spray Water Reheated	41LAF50CT101	T	°C			5 min	
HP Extr Steam to HP6	42LBQ20CP102	P	barg			5 seg	
HP Extr Steam to HP6	42LBQ20CT102	T	°C			5 min	
FWH from HP6 to HP5	42LCH30CT101	T	°C			5 min	
HP Feedwater to HP6	42LAB60CT101	T	°C			5 min	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CP101A	P	barg			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CP101B	P	barg			5 seg	
HP Feedwater to Boiler Eco.	42LAB70CT101	T	°C			5 seg	
HP Feedwater Inlet Eco.	41LAB50CP101	P	barg			5 seg	
HP Feedwater Inlet Eco.	41LAB50CT101	T	°C			5 seg	
Internal Boundary Conditions for / ST correction							
Inlet temperature CW	42PAB23CT101	T	°C			5 seg	
Inlet temperature CW	42PAB24CT101	T	°C			5 seg	
Cond Vacuum Pressure	42MAC10CP101	P	barg			5 seg	
Cond Vacuum Pressure	42MAC10CP102	P	barg			5 seg	
Cond Vacuum Pressure	42MAC10CP103	P	barg			5 seg	
Primary Air and Secondary Air							
GAH Inlet Primary Air, Duct A	41HFE10CT101	T	°C			5 min	
GAH Inlet Primary Air, Duct B	41HFE20CT101	T	°C			5 min	
GAH Outlet Primary Air, Duct A	41HFE50CT101	T	°C			5 min	
GAH Outlet Primary Air, Duct B	41HFE60CT101	T	°C			5 min	
Inlet Primary Air, Mill A	41HFE61CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Inlet Primary Air, Mill B	41HFE62CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Inlet Primary Air, Mill C	41HFE63CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Inlet Primary Air, Mill D	41HFE64CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
Inlet Primary Air, Mill E	41HFE65CF101	ΔP	ton/h			5 seg	
GAH Inlet Secondary Air, Duct A (before SCAH)	41HLA10CT101	T	°C		Before Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct A	41HLA10CT102	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency	Certificado
GAH Inlet Secondary Air, Duct A	41HLA10CT103	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct A	41HLA10CT104	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct B (before SCAH)	41HLA20CT101	T	°C		Before Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct B	41HLA20CT102	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct B	41HLA20CT103	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	
GAH Inlet Secondary Air, Duct B	41HLA20CT104	T	°C		After Steam Coil Heater	5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA50CT101	T	°C			5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA50CF001	ΔP				5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA50CF101	ΔP	ton/h			5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct B	41HLA60CT101	T	°C			5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA60CF001	ΔP	ton/h			5 min	
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA60CF101	ΔP	ton/h			5 min	
Power Measurements							
Generator Power	42MKA01CE902X001	Pe	kW			5 seg	
Generator Power		Pe	kWh		kWh counter (15 minutes)	5 seg	
Generator Current R	42MKA01CE002X001		A			5 seg	
Generator Current S	42MKA01CE002X002		A			5 seg	
Generator Current T	42MKA01CE002X003		A			5 seg	
Generator Voltage R-S	42MKA01CE001X001		V			5 seg	
Generator Voltage S-T	42MKA01CE001X002		V			5 seg	
Generator Voltage T-R	42MKA01CE001X003		V			5 seg	
Generator Cos phi	42MKA01CE005X001					5 seg	
Generator Speed			rpm			5 seg	
Generator Reactive Power			MVar			5 seg	
Net Power	44ADA0401XQ36	Pe	kW			5 seg	
Net Power		Pe	kWh		kWh counter (15 minutes)	5 seg	
Net Current			A			5 seg	
Net Voltage	44ADA0201XQ35		V			5 seg	
Net Frequency Grid			Hz			5 seg	
Flue Gas Analysis (O2, CO, T)							
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA11CA001	X	%	O2 Measurement		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA11CA002	X	%	O2 Measurement		5 min	

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency	Certificado
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA11CA003	X	ppm	CO Measurement		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA11CT101	T	°C	Temperature Element		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA12CA001	X	%	O2 Measurement		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA12CA002	X	%	O2 Measurement		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA12CA003	X	ppm	CO Measurement		5 min	
GAH Inlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA12CT101	T	°C	Temperature Element		5 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A		X	%	O2 Measurement	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A		X	ppm	CO Measurement	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A		T	°C	Temperature Element	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B		X	%	O2 Measurement	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B		X	ppm	CO Measurement	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B		T	°C	Temperature Element	Analysis by contracted external company	<= 15 min	
SDA Inlet, Gas O2		X	%	O2 Measurement		5 min	

Anexo D. Listado de variables secundarias

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
Ambient Condition						
Wind Speed		m/s				Once per test
Flow Measurements Water/Steam						
FWH from LP2 to Cond. Line	42LCJ30CF101	ΔP	mbar			5 seg
FWH from LP2 to Cond. Line	42LCJ30CF101	ΔP	ton/h			5 seg
Condensate after SGC	42LCA40CF101	ΔP	mbar			5 seg
Condensate after SGC	42LCA40CF101	ΔP	ton/h			5 seg
Make up water	42LCP10CF101	ΔP	mbar			5 seg
Make up water	42LCP10CF101	ΔP	ton/h			5 seg
HP Feedwater BFP1, Recirculation	42LAB41CF101	ΔP	ton/h			5 seg
HP Feedwater BFP2, Recirculation	42LAB42CF101	ΔP	ton/h			5 seg
HP Feedwater BFP3, Recirculation	42LAB43CF101	ΔP	ton/h			5 seg
Auxiliary Steam to SCAH	41HLC50CF101	ΔP	mbar			5 seg
Auxiliary Steam to SCAH	41HLC50CF101	ΔP	ton/h			5 seg
Pressure and Temperature Measurements Water/Steam						
HP Outlet Boiler	42LBA10CP101A	P	barg			5 min
HP Outlet Baler	42LBA10CP101B	P	barg			5 min
HP Outlet Boiler	42LBA10CT101A	T				5 min
HP Outlet Boiler	42LBA10CT101B	T	°C			5 min
HP Turbine Inlet Left	42LBA21CP101	P	barg			5 seg
HP Turbine Inlet Left	42LBA21CT101	T	°C			5 min
HP Turbine Inlet Right	42LBA22CP101	P	barg			5 seg
HP Turbine Inlet Right	42LBA22CT101	T	°C			5 min
HP Turbine Inlet (real)	42MAA10CP101	P	barg			5 seg
HP Turbine Inlet (real/1st stage/metal?)	42MAA10CT101	T	°C			5 min
HP Turbine Outlet	42LBC10CP101	P	barg			5 seg
HP Turbine Outlet	42LBC10CT101	T	°C			5 min
HP Turbine Outlet (real)	42MAA10CT102	T	°C			5 min

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
Hot Reheat Main Line	42LBB10CT101A	T	°C			5 min
Hot Reheat Main Line	42LBB10CT101B	T	°C			5 min
IP Turbine Inlet Left	42LBB21CP101	P	barg			5 seg
IP Turbine Inlet Left	42LBB21CT101	T	°C			5 min
IP Turbine Inlet Right	42LBB22CP101	P	barg			5 seg
IP Turbine Inlet Right	42L8B22CT101	T	°C			5 min
IP Turbine Inlet (real)	42MAB10CP101	P	barg			5 seg
IP Turbine Inlet (real/metal?)	42MAB10CT101	T	°C			5 min
IP Turbine Outlet	42MAC01CP101	P	barg			5 seg
IP Turbine Outlet	42MAC01CP102	P	barg			5 seg
IP Turbine Outlet (real)	42MAB10CT102	T	°C			5 min
LP Turbine Outlet	42MAC10CT101	T	°C			5 min
LP Turbine Outlet	42MAC10CP101	P	barg			5 seg
LP Turbine Outlet	42MAC10CP102	P	barg			5 seg
LP Turbine Outlet	42MAC10CP103	P	barg			5 seg
LP Sealing Steam	42MAW15CP101	P	mbar			5 seg
LP Sealing Steam	42MAW15CP102	P	mbar			5 seg
LP Sealing Steam	42MAW15CT101	T	°C			5 min
LP Sealing Steam	42MAW15CT102	T	°C			5 min
HP Steam Before Spray Water Superheated	41HAH10CT101	T	°C			5 min
HP Steam After Spray Water Superheated	41HAH10CT102	T	°C			5 min
HP Steam After Spray Water Superheated	41HAH10CT103	T	°C			5 min
Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	41LBC51CT101	T	°C			5 min
Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	41LBC51CT102	T	°C			5 min
Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	41LBC52CT101	T	°C			5 min
Hot Reheat Steam After Spray Water Reheated	41LBC52CT102	T	°C			5 min
Extr. Steam From IP Interstage	42LBQ10CP101	P	barg			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBQ10CT101	T	°C			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBQ10CT103	T	°C			5 seg
IP Extr Steam to HP5	42LBQ10CP102	P	barg			5 seg
IP Extr Steam to HP5	42LBQ10CT102	T	°C			5 seg
FWH from HP5 to DEA	42LCH10CT101	T	°C			5 min

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
Extr. Steam From HP Interstage	42LBQ20CP101	P	barg			5 seg
Extr. Steam From HP Interstage	42LBQ20CT101	T	°C			5 seg
Extr. Steam From HP Interstage	42LB020CT103	T	°C			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBD10CP101	P	barg			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBD10CT101	T	°C			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBD10CT103	T	°C			5 seg
IP Extr Steam to DEA	42LB010CP102	P	barg			5 seg
IP Extr Steam to DEA	42LBD10CT102	T	°C			5 min
Extr. Steam From IP Interstage	42LBS30CP101	P	barg			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBS30CT101	T	°C			5 seg
Extr. Steam From IP Interstage	42LBS30CT103	T	°C			5 seg
IP Extr. Steam to LP3	42LBS30CP102	P	barg			5 seg
IP Extr. Steam to LP3	42LBS30CT102	T	°C			5 min
FWH from LP3 to LP2	42LCJ60CT101	T	°C			5 min
Extr. Steam From LP Interstage	42LBS20CP101	P	barg			5 seg
Extr. Steam From LP Interstage	42LBS20CT101	T	°C			5 seg
LP Extr. Steam to LP2	42LBS20CP102	P	barg			5 seg
LP Extr. Steam to LP2	42LBS20CT102	T	°C			5 min
FWH from LP2 to Cond. Line (to tank)	42LCJ20CT101	T	°C			5 seg
FWH from LP2 to Cond. Line	42LCJ21CT101	T	°C			5 seg
LP Extr. Steam to LP1	42LBS10CP101	P	barg			5 seg
LP Extr. Steam to LP1	42LBS10CT101	T	°C			5 min
LP Extr. Steam to LP1	42LBS12CP101	P	barg			5 seg
LP Extr. Steam to LP1	42LBS12CT101	T	°C			5 min
FWH from LP1 to Cond.	42LCJ11CT101	T	°C			5 seg
Dearator/FW-tank	42LAA10CP101	P	barg			5 seg
Dearator/FW-tank	42LAA10CT101	T	°C			5 min
Aux. Steam Header 1 SJAE	32LBG40CP101A	P	barg			5 min
Aux. Steam Header 1 SJAE	32LBG40CP101B	P	barg			5 min
Aux. Steam Header 1 SJAE	32LBG40CT101A	T	°C			5 min
Aux. Steam Header 1 SJAE	32LBG40CT101B	T	°C			5 min
Cond. To Aux. Steam Header 1 SJAE	42LCE10CP101	P	barg			5 seg


Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
Cond. To Aux. Steam Header 1 SJAE	42LCE10CP102	P	barg			5 seg
Aux. Steam Header 2 SDA	42LBG52CP101A	P	barg			5 min
Aux. Steam Header 2 SDA	42LBG52CP101B	P	barg			5 min
Aux. Steam Header 2 SDA	42LBG52CT101A	T	°C			5 min
Aux. Steam Header 2 SDA	42LBG52CT101B	T	°C			5 min
Cond. To Aux. Steam Header 2 SDA	42LCE21CP101	P	barg			5 seg
Cond. To Aux. Steam Header 2 SDA	42LCE21CP102	P	barg			5 seg
Condenser Pressure	42MAG10CP101A	P	barg			5 seg
Condenser Pressure	42MAG10CP101B	P	barg			5 seg
Condenser Temperature	42MAG10CT101	T	°C			5 min
Condenser Temperature	42MAG10CT501	T	°C			5 min
Condensate Pump Outlet	42LCA20CP101A	P	barg			5 seg
Condensate Pump Outlet	42LCA20CP101B	P	barg			5 seg
Condensate Pump Outlet	42LCA20CT101	T	°C			5 seg
Aux. Steam to SJAE	42LBG10CT101	T	°C			5 min
Condensate after GSC	42LCA40CP101	P	barg			5 seg
Condensate after GSC	42LCA40CT101	T	°C			5 seg
Condensate after GSC	42LCA40CT102	T	°C			5 seg
Condensate after LP1	42LCA50CT101	T	°C			5 seg
Condensate after LP2	42LCA60CT101	T	°C			5 seg
Condensate after LP3	42LCA70CT101	T	°C			5 seg
Condensate to DEA	42LCA80CP101	T	°C			5 seg
Make up water	42LCP10CP101	P	barg			5 seg
Make up water	42LCP10CT101	T	°C			5 seg
HP Feedwater BFP1 In	42LAB10CP101	P	barg			5 min
HP Feedwater BFP1 In	42LAB10CT101	T	°C			5 min
HP Feedwater BFP1 Out	42LAB41CP101A	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP1 Out	42LAB41CP101B	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP2 In	42LAB20CP101	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP2 In	42LAB20CT101	T	°C			5 min
HP Feedwater BFP2 Out	42LAB42CP101A	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP2 Out	42LAB42CP101B	P	barg			5 seg

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
HP Feedwater BFP3 In	42LAB30CP101	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP3 In	42LAB30T101	T	°C			5 min
HP Feedwater BFP3 Out	42LAB43CP101A	P	barg			5 seg
HP Feedwater BFP3 Out	42LAB43CP101B	P	barg			5 seg
HP Feedwater to HP5	42LAB50CT101	T	°C			5 min
Steam Drum	41HAG10CP101	P	barg			5 seg
Steam Drum	41HAG10CP102	P	barg			5 seg
Steam Drum	41HAG10CT105	T	°C			5 seg
Steam Drum	41HAG10CT110	T	°C			5 seg
Internal Boundary Conditions for / ST correction						
Cool water flow		ΔP	ton/h			5 seg
Outlet temperature CW	42PAB31CT101	T	°C			5 seg
Outlet temperature CW	42PAB32CT101	T	°C			5 seg
Level / Valve Measurements						
HP Turbine Inlet Left	42MAA11CG011	X	%			5 seg
HP Turbine Inlet Right	42MAA12CG011	X	%			5 seg
IP Turbine Inlet Left	42MAB11CG011	X	%			5 seg
IP Turbine Inlet Right	42MAB12CG011	X	%			5 seg
Steam Drum Level	41HAG10CL101	L	mm			5 seg
Steam Drum Level	41HAG10CL102	L	mm			5 seg
Steam Drum Level	41HAG10CL103	L	mm			5 seg
Cond Water Level	42MAG10CL101A	L	mm			5 seg
Cond Water Level	42MAG10CL101B		mm			5 seg
Cond Water Level	42MAG10CL101C	L	mm			5 seg
Deaerator Water Level	42LAA10CL101A	L	mm			5 seg
Deaerator Water Level	42LAA10CL101B	L	mm			5 seg
Deaerator Water Level	42LAA10CL101C	L	mm			5 seg
Aux steam to gland system valve	42MAW10CG011	X	%			5 seg
Gland Steam Spray valve	42MAW15CG011	X	%			5 seg
Gland Steam Excess valve	42MAW15CG012	X	%			5 seg
Coal Flow of Feeders						
Inlet Coal Feeder A	41HFB11EU001	FT	ton/h			

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
Inlet Coal Feeder B	41HFB12EU001	FT	ton/h			
Inlet Coal Feeder C	41HFB13EU001	FT	ton/h			
Inlet Coal Feeder D	41HFB14EU001	FT	ton/h			
Inlet Coal Feeder E	41HF815EU001	FT	ton/h			
Primary Air and Secondary Air						
GAH Inlet Primary Air, Duct A	41HFE10CP101	P	barg			
GAH Inlet Primary Air, Duct B	41HFE20CP101	P	barg			
GAH Inlet Secondary Air, Duct A (before SCAH)	41HLA10CP101	P	barg			
GAH Inlet Secondary Air, Duct B (before SCAH)	41HLA20CP101	P	barg			
GAH Outlet Secondary Air, Duct A	41HLA50CP102	P	barg			
GAH Outlet Secondary Air, Duct B	41HLA60CP102	P	barg			
Power Measurements						
Excitation Current	42MKC20CE002XQ01		A			5 seg
Excitation Voltage	42MKC20CE001XQ01		V			5 seg
Auxiliary Consumption BBA	44BBA0101XQ36	Pe	kW		common auxiliary	5 seg
Auxiliary Consumption BBB	44BBB0101XQ36	Pe	kW		common auxiliary	5 seg
Auxiliaries excluded from CDEC-SING			kW		to be determined	5 seg
Consumption Mill A	41HFC11AM001	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Mill B	41HFC11AM002	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Mill C	41HFC11AM003	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Mill D	41HFC11AM004	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Mill E	41HFC11AM005	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Recirculation Pump A	41HAG30AP001	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Recirculation Pump B	41HAG30AP002	Pe			kW or A and V	5 seg
Consumption Recirculation Pump C	41HAG30AP003	Pe			kW or A and V	5 seg
Coal yard power consumption					kW o kWh	5 seg
Desalination power consumption					kW o kWh	5 seg
Water plant power consumption					kW o kWh	5 seg
Administrative buildings power consumption					kW o kWh	5 seg
Flue Gas Analysis (O2, CO, T)						
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA21CT102	T	°C	Temperature Element		5 min
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct A	41HNA21CT103	T	°C	Temperature Element		5 min

Description	Tag	Type	Unit	Purpose	Remarks	Frequency
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA22CT102	T	°C	Temperature Element		5 min
GAH Outlet, Exhaust Gas, Duct B	41HNA22CT103	T	°C	Temperature Element		5 min
Stack Exhaust Gas SO2		X		SO2 Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas NOx		X		NOx Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas CO		X		CO Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas CO2		X		CO2 Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas Particules		X		Particules Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas O2		X		O2 Measurement	CEMS	1 min
Stack Exhaust Gas H2O		X		H2O Measurement	CEMS	1 min

Anexo E. Procedimientos de toma de muestra de carbón, ceniza, y escoria AES Ventanas Campiche

Descripción	Archivo
Procedimiento toma de muestra de carbón	
Descripción toma de muestra de ceniza volante	
Descripción toma de muestra de escoria en caldera	