

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO

11090 *Resolución de 3 de agosto de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueban los procedimientos de pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

I. El 28 de diciembre de 2006 el Director General de Política Energética y Minas remite al Operador del Sistema solicitud de propuesta de procedimiento para la realización de las pruebas de rendimiento de centrales de generación en régimen ordinario que determinen los parámetros aplicables a los costes de arranque y costes de operación y mantenimiento, en virtud de lo establecido en el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante, SEIE).

II. En contestación al escrito mencionado, el 16 de marzo de 2007 tiene entrada en el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (actualmente Ministerio de Industria, Energía y Turismo) un oficio de Red Eléctrica de España por el que se remite una primera versión de la propuesta de los procedimientos solicitados. Dicha propuesta fue enviada a la Comisión Nacional de Energía para su informe preceptivo.

III. El 10 de septiembre de 2007, Red Eléctrica de España remite a la Dirección General de Política Energética y Minas una segunda versión de los procedimientos de pruebas de rendimiento, la cual fue enviada a su vez a la Comisión Nacional de Energía para informe.

IV. El 30 de octubre de 2008 el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía aprueba el Informe sobre las propuestas de procedimientos de pruebas de rendimiento de grupos de los SEIE previstos en el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

V. El 20 de mayo de 2010 el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía aprueba el Informe sobre la propuesta de Orden por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

VI. La Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, modifica el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, entre otros puntos, algunos aspectos relacionados con las pruebas de rendimiento a realizar a las instalaciones de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

VII. En la Disposición transitoria segunda Plazo para la realización de las pruebas de rendimiento para la determinación de parámetros para los grupos de generación existentes de la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, se establece que «el operador del sistema, teniendo en cuenta la propuesta de las empresas propietarias de los grupos, remitirá antes del 1 de octubre de 2010 a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de las instalaciones de generación existentes a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento, de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 6 bis de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.»

En cumplimiento de lo indicado en el párrafo anterior, el Operador del Sistema remitió con fecha 29 de septiembre de 2010 un listado de instalaciones de generación existentes a las que se proponía hacer las pruebas de rendimiento. Teniendo en cuenta el plazo transcurrido desde dicha propuesta, así como la puesta en marcha de nuevos grupos se hace necesario solicitar una revisión de dicho listado.

Fundamentos de Derecho

I. El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares tiene entre sus objetivos que la retribución de la actividad de generación sea adecuada y suficiente para asegurar la continuidad de las actividades destinadas al suministro de energía eléctrica que se desarrollan en estos territorios, a la vez que ésta se realice al menor coste posible.

En desarrollo de este Real Decreto se dicta la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, la cual establece el marco retributivo de los costes variables de las instalaciones de estos sistemas, que es función directa de unos parámetros definidos para cada tecnología y tamaño. Para la determinación de estos parámetros, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar unas pruebas de rendimiento, que permitirán a su vez la revisión de los mismos cada cuatro años atendiendo a la evolución de las diferentes tecnologías.

En este sentido, el apartado tercero del artículo 6 bis de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece que «[...] las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes. Éstas responderán a un procedimiento único, que será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y a propuesta del Operador del Sistema.»

II. Asimismo, el apartado tercero del citado artículo 6 bis, en su redacción dada por la Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, dispone que:

«Las instalaciones de generación se agruparán en familias, según tecnologías y tamaños. Las pruebas de rendimiento se realizarán únicamente a una muestra representativa de los grupos de cada familia, que deberá cumplir los criterios que establezca la Dirección General de Política Energética y Minas en la resolución por la que se aprueben las pruebas de rendimiento.»

La presente resolución desarrolla los criterios que debe cumplir la muestra de instalaciones sobre la que se van a realizar las pruebas de rendimiento, de forma que ésta sea representativa de las diferentes tecnologías y SEIE.

Vistos los preceptos reglamentarios citados, esta Dirección General de Política Energética y Minas, resuelve:

Primero. Aprobar los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros técnicos aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación pertenecientes a los SEIE, que se incluyen en el Anexo A de la presente resolución.

Segundo. A los efectos previstos en el apartado 3 del artículo 6 bis de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares:

1. Se establecen las siguientes familias, según tecnologías y tamaños, en las que se agruparán las instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares:

Tecnología	Intervalo Potencia (MW)
Diésel 4T	Potencia < 2
Diésel 4T	2 ≤ Potencia < 5
Diésel 4T	5 ≤ Potencia < 14
Diésel 4T	14 ≤ Potencia < 24
Diésel 2T	Potencia < 5
Diésel 2T	5 ≤ Potencia < 14
Diésel 2T	14 ≤ Potencia < 24
Diésel 2T	Potencia ≥ 24
Gas aeroderivadas	Potencia < 50
Gas Heavy Duty	Potencia < 15

Tecnología	Intervalo Potencia (MW)
Gas Heavy Duty	$15 \leq \text{Potencia} < 25$
Gas Heavy Duty	$25 \leq \text{Potencia} < 50$
Gas Heavy Duty	Potencia ≥ 50
Carbón	
Vapor de Fuel	Potencia ≤ 40
Vapor de Fuel	$40 < \text{Potencia} \leq 60$
Vapor de Fuel	$60 < \text{Potencia} \leq 80$
Ciclo Combinado 2x1	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$
Ciclo Combinado 3x1	$200 \leq \text{Potencia} \leq 250$

2. Las pruebas de rendimiento se realizarán a una muestra representativa de los grupos de cada familia, de forma que se cumplan los criterios siguientes:

- En cada SEIE, se realizarán pruebas en al menos el 50% de las instalaciones de generación.
- Entre todos los SEIE se realizarán pruebas en al menos el 50% de las instalaciones de una familia.
- En cada sistema eléctrico aislado, se realizarán pruebas en al menos una instalación de generación de cada familia.
- Las pruebas se realizarán entre los tres y los seis meses después de una revisión y nunca más allá de los nueve meses.

3. En este sentido, el operador del sistema, teniendo en cuenta la propuesta de las empresas propietarias de los grupos, remitirá en el plazo de dos meses desde la entrada en vigor de esta Resolución, a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de la muestra de las instalaciones de generación existentes a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento. Asimismo, enviará el listado propuesto por las empresas titulares de los grupos justificando, en su caso, los cambios realizados.

La Dirección General de Política Energética y Minas resolverá sobre el listado de grupos de generación que deben realizar las pruebas y lo notificará al operador del sistema y a las empresas propietarias de los grupos.

Tercero. Una vez obtenidos los parámetros reales como resultado de las pruebas de rendimiento realizadas, se aprobarán por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, los parámetros por tecnología y tamaño aplicables a los costes de combustible, arranque y de reserva caliente en cada SEIE.

Cuarto. La presente resolución surtirá efectos a partir del día siguiente de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 3 de agosto de 2012.–El Director General de Política Energética y Minas, Jaime Suárez Pérez-Lucas.

ANEXO A

Procedimientos de pruebas de rendimiento

Anexo A.I: Centrales térmicas de turbina de gas.

Anexo A.I.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas.

Anexo A.I.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de turbina de gas.

Anexo A.I.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de turbina de gas.

Anexo A.II: Centrales térmicas de fuel.

Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel.

Anexo A.II.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de fuel.

Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel.

Anexo A.III: Centrales térmicas de ciclo combinado.

Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado.

Anexo A.III.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de ciclo combinado.

Anexo A.III.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de ciclo combinado.

Anexo A.IV: Centrales térmicas de carbón.

Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón.

Anexo A.IV.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de carbón.

Anexo A.IV.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón.

Anexo A.V: Grupos diesel.

Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel.

Anexo A.V.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos diesel.

Anexo A.V.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en grupos diesel.

ANEXO A.I.1

Metodología de Cálculo del Consumo Específico y de los Costes de Arranque en Centrales Térmicas de Turbina de Gas

ÍNDICE

1. Objeto.
2. consumo específico neto de un grupo.
 - 2.1 general.
 - 2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red.
 - 2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo.
3. Coste de arranque.
 - 3.1 Introducción.
 - 3.2 Determinación de los costes de arranque.
 - 3.3 coste de arranque total.
4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas.
 - 5.1 Costes variables de combustible.
 - 5.2 Costes de arranque y de reserva caliente.
6. Listado de variables.
 - 6.1 Variables para los ensayos de consumo específico.
 - 6.2 Variables para evaluación de costes de arranque.

1. Objeto

El presente documento tiene por objeto desarrollar la metodología de cálculo que va a ser usada para determinar:

- El Consumo Específico Neto del Grupo en condiciones de ensayo.
- El Coste de Arranque.
- Las correcciones al Consumo Específico Neto del Grupo en función de las condiciones ambientales.

2. Consumo específico neto de un grupo

2.1 General

El Consumo Específico Neto de un Grupo se define como:

$$CENG = \frac{CC}{WR} \quad (1)$$

Siendo:

CENG : Consumo Específico Neto del Grupo (kJ/kWh).

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Superior – PCS– por unidad de tiempo (kJ/h).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red (kW).

2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red

La potencia neta cedida por el grupo a la red, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$WR = WTP - WAR - WE \quad (2)$$

WTP : Potencia en bornas de salida (lado red) del transformador principal (kW).

WAR : Potencia activa tomada de red para el consumo de auxiliares eléctricos (kW). Esta potencia se determinará mediante medición en bornas (lado red) en el transformador.

Para su medición los servicios auxiliares no estarán en funcionamiento durante los ensayos, o bien serán alimentados desde un grupo distinto del que se ensaya. Aquellos cuyo funcionamiento sea imprescindible y que sean susceptibles de medida directa se medirán. Cuando no sea posible la medida directa, los citados consumos de auxiliares serán identificados y desglosados por la empresa propietaria mediante una lista, argumentada y detallada, la cual será revisada y, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

WE : Potencia consumida en servicios no continuos (kW). Se entiende como servicios no continuos aquellos que, o bien son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores.

Estos consumos se particularizarán para cada instalación a propuesta de la empresa propietaria y aprobación, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

Para determinar WE los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

1. Consumos que sean directamente imputables a un grupo. Serán ponderados por horas de utilización, según la siguiente expresión:

$$WE_i = \frac{[Potencia consumida en kW] \cdot [Horas diarias de utilización]}{24} \quad (3)$$

Consumos no directamente imputables a un grupo. Se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida} \\ \text{en kW} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Horas diarias} \\ \text{utilización} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Potencia nominal} \\ \text{grupo} \end{array} \right]}{24 \cdot (\text{Potencia nominal de la central})} \quad (4)$$

En casos debidamente justificados se podrán utilizar criterios de ponderación distintos a los indicados en el párrafo anterior.

La potencia total consumida en servicios no continuos se computará mediante la siguiente expresión:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (5)$$

2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo

Según el combustible empleado por la turbina sea líquido o gaseoso, se seguirán uno de los dos siguientes procedimientos.

2.3.1 Combustibles líquidos

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo, para el caso de combustibles líquidos, se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$HI = m_{fr} \cdot PCI \quad (6)$$

Donde:

HI : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

Mfr : Flujo másico de combustible total que va a las turbinas de gas en el modo de operación ensayado (kg/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/kg).

2.3.2 Combustibles gaseosos

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo, para el caso de combustibles gaseosos, se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$HI = Vfr \cdot PCI \quad (7)$$

Donde:

HI : Flujo de calor basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

Vfr : Flujo volumétrico de combustible total que va a las turbinas de gas en el modo de operación ensayado (Nm³/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/ Nm³).

Para el caso que el medidor de flujo de combustible expresase su lectura en caudal másico (kg/h), podría bien emplearse la expresión para combustibles líquidos o bien transformar la medida de caudal másico en volumétrico, dividiendo para ello el primero por la densidad del combustible en condiciones normales de presión y temperatura.

3. Coste de arranque

3.1 Introducción

A los efectos de este procedimiento se define “arranque” como el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro. El coste arranque asociado se puede definir mediante la siguiente expresión.

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (8)$$

Siendo:

C : Coste de arranque para un tiempo de arranque t (€).

C_o : Constante del grupo equivalente al coste de arranque en frío para un tiempo de parada infinito (€).

α : Constante del grupo.

t : Tiempo de arranque (h).

Una vez obtenidos los pares de valores (C, t) se podrán estimar las constantes de cada grupo C_o y α , mediante el método de mínimos cuadrados.

3.2 Determinación de los costes de arranque

3.2.1 Costes de arranque asociados al combustible

- Etapa 1

Se define la Etapa 1 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad baja progresivamente, según su rampa característica, hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el/los combustible/s, hasta el momento de desacoplamiento.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

- Etapa 2

Se define la Etapa 2 como aquella etapa comprendida entre el desacoplamiento del grupo de la red hasta el momento del apagado de la caldera o hasta alcanzar el mínimo técnico, en el caso de mantener el grupo en reserva caliente. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de apagado de la misma o para mantenimiento de las condiciones de reserva caliente.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.

- Etapa 3

Se define la Etapa 3 como aquella etapa comprendida entre el momento del encendido de la caldera hasta su acoplamiento a la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de acoplamiento de la unidad.
2. Energía eléctrica tomada consumida por los servicios auxiliares.

- Etapa 4

Se define la Etapa 4 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad sube progresivamente hasta alcanzar un estado de marcha en las mismas condiciones en las que se inició la Etapa 1.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a red.

3.2.1.1 Calor aportado a las turbinas de gas por el combustible

El coste del calor aportado por el combustible se define como:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} Q \cdot PCI \quad (9)$$

Donde:

C_c : Coste del calor aportado por el combustible (€).

Q : Consumo de combustible durante la etapa considerada (kg).

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg).
- P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque (€/th).

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i \cdot P_i)]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (10)$$

- P_i : Precio de la termia del combustible "i" (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso del gas-oil puede establecerse una medición de contraste del gasto de combustible en base a diferencia de nivel en los tanques de almacenamiento.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares

Se define el coste de la energía consumida por los servicios auxiliares como:

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (11)$$

Donde:

- C_{SA} : Coste debido a la energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares no proveniente del grupo ensayado, calculado al precio de generación por combustible a carga mínima (€).
- E_{SA} : Energía eléctrica consumida a través de las redes de transporte o distribución durante la Etapa que se considera (kWh).
- P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG)_{CM}}{4186,8} \cdot P_c \quad (12)$$

Donde:

- (CENG)_{CM} : Consumo Específico Neto del Ciclo Combinado a Carga Mínima (kJ/kWh).
- P_c : Precio de la termia del combustible a Carga Mínima (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para cada instalación se analizará en detalle la posición de los puntos de medida reflejándose en los procedimientos particularizados correspondientes.

3.2.1.3 Energía Eléctrica vertida a red

Los ingresos por la energía vertida a la red se definen como:

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (13)$$

donde:

C_{EE} : Ingreso debido a la energía eléctrica vertida a red (€).

E_E : Energía eléctrica vertida a red durante la Etapa considerada (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Su cálculo está desarrollado en el punto 3.2.1.2

Tanto a la energía eléctrica tomada del exterior, como a la energía eléctrica vertida al exterior, se le ha asignado un mismo precio (P_{CM}), igual al coste de generación (debido al consumo de combustible) correspondiente al funcionamiento a carga mínima.

3.2.2 Otros costes de arranque

Dentro de los costes no puramente energéticos que pueden generarse durante un arranque, el consumo de agua desmineralizada se considera con entidad suficiente como para proceder a su contabilización.

La evaluación de este coste se realizará mediante la expresión:

$$C_a = Q_a \cdot p_a \quad (14)$$

Donde:

C_a : Coste por consumo de agua desmineralizada durante un arranque de duración t horas (€).

Q_a : Consumo de agua desmineralizada durante el arranque de duración t horas (m^3).

p_a : Precio del agua desmineralizada (€/m³). Este parámetro será característico de cada unidad. Deberá justificarse en los procedimientos particularizados.

3.3 Coste de arranque total

El coste C, correspondiente a un ensayo será:

$$C = C_a + \sum_{j=1}^4 [C_{C_j} + C_{SA_j} - C_{EE_j}] \quad (15)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_a + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \cdot Q_j \cdot (PCI_j) + (CENG)_{CM} (E_{SA_j} - E_{E_j}) P_c \right] \quad (16)$$

Donde P y P_c son los precios de las termias, ponderadas según consumo de combustible en arranque (P), y del combustible habitual a Carga Mínima (P_c), definido en los apartados anteriores.

4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia

El consumo específico neto del grupo corregido, CENG*, se calcula a partir del consumo específico neto de un grupo (obtenido en los ensayos) corregido a unas condiciones de referencia. Dichas condiciones de referencia están definidas en la sección 6 del *Anexo A.1.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de turbina de gas*.

Todas las variables corregidas, se señalan a partir de aquí con asterisco.

Así:

$$CENG^* = CENG \prod_i F_i \quad (17)$$

Donde los factores F_i son los factores de corrección por las diversas discordancias entre las condiciones del ensayo y las condiciones establecidas de referencia.

- 4.1.1 Corrección por temperatura del aire a la entrada del compresor F₁:

La corrección por temperatura del aire a la entrada del compresor se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F₁ deberá ser el cociente entre el consumo específico a la temperatura establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la temperatura del ensayo.

- 4.1.2 Corrección por humedad del aire a la entrada del compresor F₂:

La corrección por humedad del aire a la entrada del compresor se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F₂ deberá ser el cociente entre el consumo específico a la humedad establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la humedad del ensayo. Generalmente las curvas están trazadas en función de temperatura y humedad relativa las cuales fijan una humedad absoluta.

- 4.1.3 Corrección por presión barométrica F₃:

La corrección por presión barométrica se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F₃ deberá ser el cociente entre el consumo específico a la presión barométrica establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la presión barométrica del ensayo.

4.1.4 Corrección por poder calorífico del combustible F_4 :

La corrección por poder calorífico del combustible se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_4 deberá ser el cociente entre el consumo específico para el poder calorífico establecido como referencia dividido entre el consumo específico obtenido con el poder calorífico del ensayo.

El poder calorífico utilizado en la corrección debe ser el mismo que el utilizado en la definición de consumo específico. La transformación entre Poder Calorífico Inferior y Superior, si fuese necesario realizarla para un combustible determinado, deberá hacerse conforme al procedimiento recogido en el ANSI/ASME PTC 22-2005.

4.1.5 Correcciones por factor de potencia F_5 :

Con la corrección del factor de potencia se tiene en cuenta la variación de la potencia vertida a red por el grupo debida a la variación del rendimiento del alternador y transformador principal al trabajar con factores de potencia diferentes al de referencia.

Este factor vale:

$$F_5 = WR / WR^* \quad (18)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (19)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} - L_{prue} \quad (20)$$

Donde L_{ref} y L_{prue} son el conjunto de las pérdidas del alternador y transformador principal con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba respectivamente, que se obtendrán a partir de las curvas de corrección y/o circuitos equivalentes suministrados por el fabricante para este efecto.

5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas

En esta sección se recoge cómo se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros técnicos de los SEIE correspondientes al coste variable de generación horario acorde con la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5.1 Costes variables de combustible

En este apartado se calculan los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste variable de combustible que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{fun}(i, h, j) = [a(i) + b(i) * e(i, h, j) + c(i) * e^2(i, h, j)] * pr(i, h, j) \quad (21)$$

Siendo:

- $C_{fun}(i,h,j)$: Coste variable de combustible expresado (€/h).
- $e(i,h,j)$: Potencia media horaria en barras de la central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j.
- $a(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- (th/h).
- $b(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW)
- $c(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW²)
- $pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, según se define en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006.

Para el cálculo de $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) a partir de los ensayos de consumo específico.

Cada uno de los puntos a partir de los cuales se realizará el ajuste cuadrático se obtiene de los resultados de una prueba de consumo específico, de forma que, realizando las siguientes operaciones, se obtiene una pareja "consumo térmico vs potencia neta":

$$C_{ter} = \frac{CENG_{pci} \times WR}{4186,8} \quad (22)$$

Siendo:

- C_{ter} : Consumo térmico del grupo expresado (th/h).
- $CENG_{pci}$: Consumo específico neto del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).
- WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red expresada (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$.

- 5.2 Costes de arranque y de reserva caliente
- 5.2.1 Coste de arranque

En este apartado se calculan los parámetros $a'(i)$ y $b'(i)$, recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste de arranque, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar} = a'(i) * [1 - \exp(-t/b'(i))] * pr(i,h,j) + d \quad (23)$$

El parámetro d no se calcula en este apartado ya que tiene carácter económico y no guarda relación con el resultado de las pruebas de rendimiento, sino con el desgaste que cada arranque produce en el grupo. Por ello, debe ser calculado en base a la información económica relativa al coste de los ciclos de revisiones.

Para calcular $a'(i)$, $b'(i)$ es necesario realizar un ajuste exponencial de la curva coste en termias frente a tiempo de arranque (sin tener en cuenta el parámetro d), a partir de al menos dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del coste de arranque, expresan el coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{\text{termias}} = C_{\text{euros}} * 1/P \quad (24)$$

Donde:

C_{termias} : Coste en termias del arranque.

C_{euros} : Coste en euros del arranque.

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque definido, en el punto 3.2.1.1 (€/th).

6. Listado de variables

6.1 Variables para los ensayos de consumo específico

6.1.1 Variables primarias

6.1.1.1 Variables medidas directamente

Medidas primarias de clase 1

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba según las condiciones especificadas en el *Anexo A.1.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de turbina de gas*.

- M_{fr}/V_{fr} : Caudal de combustible másico/volumétrico -según sea el combustible líquido o gaseoso- (kg/h ó Nm³/h).
- T_{comb} : Temperatura del combustible (°C).
- W_{TP} : Potencia activa en bornas del transformador principal lado alta (kW).
- W_{RET} : Potencia reactiva en bornas del transformador principal lado alta (kVAR).
- W_{AR} : Potencia activa tomada de la red a través de transformador principal y consumida en auxiliares (kW).
- W_E : Potencia activa de la red a través del transformador principal para servicios no continuos -en caso de ser W_E medida en vez de determinada a partir de datos de balances la instalación-(kW).

- WRE : Potencia reactiva en bornas del alternador durante el ensayo (kVAR).
- WBM : Potencia activa en bornas del alternador durante el ensayo (kW).

Las medidas eléctricas anteriores también podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

- Taec : Temperatura del aire a la entrada del compresor (°C).
- Haec : Humedad del aire a la entrada del compresor (%).
- Pa : Presión barométrica (bar).

Medidas primarias de clase 2

- Frecuencia de la red
- Tiempo de duración de la prueba

6.1.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- Vtr : Velocidad de giro de la turbina en condiciones de referencia (rpm).
- PCS : Poder Calorífico Superior del combustible (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).
- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).
- PCIr : Poder Calorífico Inferior del combustible de referencia (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).
- η_{his} : Rendimiento del alternador a factor de potencia histórico (adimensional).
- η_{prue} : Rendimiento del alternador con factor de potencia de prueba (adimensional).
- Lprue : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de la prueba (kW).
- Lref : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de referencia (kW).
- Fi : Curvas de factores de corrección (se introducirán por puntos).
- Taecr : Temperatura del aire a la entrada del compresor en condiciones de referencia (°C).
- Par : Presión barométrica en condiciones de referencia (bar).
- Haecr : Humedad del aire a la entrada del compresor en condiciones de referencia (%).

6.1.2 Variables secundarias

Estas medidas serán registradas para confirmar que no han existido condiciones anormales durante la realización en los ensayos. Entre estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario. Entre estas medidas se encontrarán:

- M : Par en el eje de la turbina (kN·m).
- Pg : Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina (bar).
- Pes : Contrapresión de escape a la salida de la turbina (bar).
- Pim : Presión del aire a la entrada del compresor (bar).
- Tref : Temperatura del refrigerante en caso de existir unidades enfriadoras (°C).
- Pcom : Presión de descarga del compresor (bar).
- Pdes : Presión diferencial en el sistema de escape (bar).

6.2 VARIABLES PARA EVALUACIÓN DE COSTES DE ARRANQUE

6.2.1 Variables primarias

6.2.1.1 Variables medidas directamente

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el *Anexo A.1.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de turbina de gas*.

Todas las variables que se detallan a continuación se registrarán con las condiciones de equivalentes a variables primarias de clase 2:

- Q1 : Consumo de combustible 1 (Nm³ o kg).
- Esa : Energía eléctrica tomada del exterior (kWh).
- EE : Energía eléctrica vertida a la red (kWh).
- Qa : Consumo de agua desmineralizada (m³).

6.2.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible 1 (kJ/m³ o kJ/kg).

6.2.2 Variables secundarias

Se verificarán los parámetros de funcionamiento de la instalación que se considere necesario a fin de comprobar que el proceso de arranque se lleva a cabo de modo normal.

- M : Par en el eje de la turbina (kN·m).
- Pg : Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina (bar).
- Pes : Contrapresión de escape a la salida de la turbina (bar).
- Pim : Presión del aire a la entrada del compresor (bar).
- Tref : Temperatura del refrigerante en caso de existir unidades enfriadoras (°C).
- Pcom : Presión de descarga del compresor (bar).
- Pdes : Presión diferencial en el sistema de escape (bar).

ANEXO A.I.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de turbina de gas

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Responsabilidad de las partes.
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - 2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas.
 - 2.3 Intercambio de información y responsabilidades.
 - 2.4 Comité de ensayos.
3. Codigos y normas de aplicación.
4. Definición y desglose de los costes de arranque.
 - 4.1 Desglose de coste de arranque.
5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
6. Condiciones generales de realización de los ensayos.
 - 6.1 Estado de la instalación.
 - 6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque.
 - 6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico.
 - 6.4 Cálculos.
7. Documentación general de los ensayos.
 - 7.1 Recolección de muestras.
 - 7.2 Formatos de incidencias.
 - 7.3 Acta de los resultados de la prueba.
8. Aislamiento del grupo.
 - 8.1 Aislamiento eléctrico.
 - 8.2 Interconexiones mecánicas.
 - 8.3 Aislamiento de combustible.

1. Objeto

El objeto del presente documento es establecer el procedimiento general para la realización de los ensayos necesarios conducentes a determinar los parámetros técnicos (a, b, c, a' y b') que intervienen en el cálculo de los costes variables de las Centrales Térmicas de Turbina de Gas de los SEIE.

Con anterioridad a la realización de las pruebas, se adaptarán los protocolos de ensayo generales a cada central. Esta adaptación específica para cada unidad objeto de las pruebas (procedimiento particularizado), se confeccionará por la empresa propietaria de la instalación y será revisada y aprobada por el operador del sistema. Las discrepancias que pudieran surgir se resolverán en el Comité de Ensayos, definido en este procedimiento. Sólo en casos puntuales y debidamente justificados la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ejercer el arbitraje pertinente, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía.

2. Responsabilidad de las partes

2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria

La empresa propietaria deberá encargarse de:

La aplicación de los procedimientos generales a cada instalación concreta, incluyendo el estudio, identificación y actuación ante las particularidades que pueda presentar cada grupo.

El reparto justificado de consumos auxiliares y no continuos compartidos por más de un grupo.

La realización de las pruebas y operar la planta, incluyendo el personal para la realización de las pruebas y recogida de datos.

La instrumentación y sistema de adquisición de datos para el registro de valores de las pruebas.

El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.

La redacción y el envío de la documentación indicada en las secciones 5 y 7.

La empresa propietaria deberá además facilitar las tareas de supervisión durante las pruebas y aportar y justificar la información técnica que se le solicite relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.

2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realicen con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del operador del sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el operador del sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.

La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.

La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.

La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.

2.3 Intercambio de información y responsabilidades

En cuanto al intercambio de información entre los sujetos involucrados en los ensayos de rendimiento y coste de arranque y sus responsabilidades asociadas se atenderá a los siguientes puntos:

1. La empresa propietaria enviará con una antelación de siete meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al operador del sistema.
2. El operador del sistema dispondrá de quince días a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada.
3. La empresa propietaria y el operador del sistema dispondrá de un plazo de una semana para consensuar, a través del Comité de Ensayos, el cierre de los comentarios realizados y llegar a acuerdos sobre las posibles discrepancias surgidas en la adaptación de los procedimientos.

4. En los casos puntuales de discrepancias no resueltas en el seno del Comité de Ensayos, sin cuya resolución no es posible llevar a cabo los ensayos, el Comité de Ensayos podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que ejerza el pertinente arbitraje, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Para ello, se remitirá un informe justificativo de dichas discrepancias no resueltas. Durante este proceso, se podrá convocar a los miembros del Comité de Ensayos para recabar cuantas aclaraciones se estimen oportunas.
5. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas sobre el grupo a ensayar teniendo en cuenta los posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, en base al procedimiento particularizado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del operador del sistema.
6. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al operador del sistema en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo.
7. El operador del sistema remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince (15) días a partir de su recepción.
8. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el operador del sistema, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al operador del sistema. Este acta llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes. Asimismo se incluirá un informe justificativo argumentando las discrepancias y, en su caso, los comentarios realizados por el operador del sistema.
9. El operador del sistema elaborará un informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas que remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria en el plazo de una semana desde la recepción del acta final de las pruebas. El informe de supervisión deberá contener al menos:
 - Acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso que proceda).
 - Cálculo de contraste, siendo éste un cálculo paralelo del rendimiento de cada grupo ensayado para comprobar los resultados finales.
 - Argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).
 - Conclusiones.

2.4 Comité de ensayos

A fin de coordinar y gestionar el intercambio de información entre las partes en las diferentes etapas del proceso descrito, así como llegar a acuerdos en las posibles discrepancias y comentarios que pudieran surgir, se constituirá el Comité de Ensayos.

El Comité de Ensayos estará formado por un responsable de cada una de las partes (empresa propietaria y operador del sistema), pudiendo contar con sus equipos de asesores técnicos cuando sea necesario. Dichos responsables serán los encargados de:

- Gestionar el intercambio de documentación e información y distribuirla entre sus respectivas partes.
- Resolver las posibles discrepancias en la adaptación de los procedimientos a cada central.
- Gestionar la agenda de reuniones necesarias para la resolución de comentarios, discrepancias, aclaraciones...

- Firma de las actas de las pruebas.
- Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía.
- Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía las fechas de realización de las pruebas con una antelación mínima de un mes.

El Comité de Ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento particularizado) siendo responsabilidad de la empresa propietaria iniciar el contacto con el operador del sistema.

3. Códigos y normas de aplicación

El presente procedimiento constituye la norma general de aplicación para la realización de ensayos y ulterior tratamiento de resultados, y ha sido preparado teniendo en cuenta lo señalado en los siguientes códigos:

- ANSI/ASME PTC 22 Gas Turbine Power Plants.
- ANSI/ASME PTC 19 Instruments and Apparatus.
- ANSI/ASME PTC 46 Performance Test Code on Overall Plant Performance.
- ISO 2314 Gas Turbines Acceptance Tests.

Estos códigos, junto con los que se detallan a continuación, serán utilizados como bibliografía de consulta para resolver dudas de aplicación que pudiesen surgir en la realización de los ensayos:

- ANSI/ASME PTC 1 General Instructions.
- ANSI/ASME PTC 3.3 Gaseous Fuels.
- ANSI/ASME PTC 2 Definitions and Values.
- ANSI/ASME PTC 19.2 Pressure Measurement .
- ANSI/ASME PTC 19.3 Temperature Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.5 Flow Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.6 Electrical Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.7 Measurement of Shaft Power.
- ANSI/ASME PTC 19.8 Measurement of Indicated Power.
- ANSI/ASME PTC 19.10 Flue and Exhaust Gas Analyses.
- ANSI/ASME PTC 19.12 Measurement of Time.
- ANSI/ASME PTC 19.13 Measurement of Rotary Speed.
- ANSI/ASME PTC 19.14 Linear Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.16 Density Determinations of Solids and Liquids.
- ANSI/ASME PTC 22 Gas Turbines.

4. Definición y desglose de los costes de arranque

Se consideran los estados básicos en los que se puede encontrar un grupo térmico durante el funcionamiento, cuya definición es la siguiente:

- Carga Mínima.
Se entiende por Carga Mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política Energética y Minas y utilizado por el grupo a prueba para su inclusión

en el despacho de generación. Este valor será recogido en los procedimientos particularizados adaptados para cada planta.

- Estado de Marcha.
Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es igual o superior a la carga mínima.
- Estado de Paro.
Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a Carga Mínima del grupo.
- Estado de Reserva Caliente.
Se define este estado como aquella situación en que un grupo desacoplado de la red mantiene las condiciones térmicas del ciclo agua-vapor (temperatura mínima de metal de la turbina de vapor) mediante el aporte del calor necesario, con el fin de minimizar su tiempo de arranque.
- Estado de Embotellamiento.
Se define este estado como la condición que adopta un grupo, tanto en lado vapor como en el lado gases, para minimizar las pérdidas térmicas después de una parada del mismo. La posibilidad de embotellamiento total (agua-vapor y gases) o parcial (agua-vapor) será verificada previamente a la realización de las pruebas para cada unidad.
- Arranque.
Se define como "arranque" de un grupo térmico al proceso de pasar de un estado de marcha en condiciones de Carga Mínima, a otro también de Carga Mínima, pasando por el estado de paro y desacople de la red.

El arranque del grupo térmico comprende las dos secuencias de operación siguientes:

- Proceso de Parada.
Comprenderá la parte del arranque entre el estado inicial de Carga Mínima, la bajada de carga, parada y desacople de la red y el comienzo de la primera maniobra para volver a poner en carga el grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.
- Proceso de Puesta en Carga.
Comprenderá la parte del arranque desde el final del proceso de parada con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la Carga Mínima del grupo.

En relación con los procesos anteriores se definen los tiempos y costes siguientes:

- Tiempo de Arranque.
Se define como la duración en horas de un proceso de arranque completo; suma de los tiempos de Parada y de Puesta en Carga.
- Tiempo de Parada.
Se define como el tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a Carga Mínima y se inició un Proceso de Arranque hasta que se ordena comenzar un Proceso de Puesta en Carga.
- Tiempo de Puesta en Carga.
Se define como el tiempo transcurrido desde que se da la orden de comenzar un proceso de Puesta en Carga hasta que se alcanza la Carga Mínima.
- Coste de Arranque.
Se define como coste de un arranque la suma de todos los costes producidos en este proceso.

Se considera la Carga Mínima como carga de referencia para las situaciones inicial y final del proceso de arranque, tal y como ya ha sido definido.

- Coste de Puesta en Carga.

Se define como coste de puesta en carga el incurrido durante dicho proceso.

4.1 Desglose de coste de arranque

La situación de arranque de un grupo termoeléctrico significa a efectos de coste las siguientes etapas diferenciadas:

- Etapa 1: Corresponde a la situación de bajada de carga del grupo desde Carga Mínima hasta el desacople de la unidad.
- Etapa 2: Corresponde al periodo comprendido entre desacople de la unidad y el inicio de la etapa siguiente.
- Etapa 3: Incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad.
- Etapa 4: Corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la Carga Mínima.

En cada una de las etapas reseñadas, que definen la situación de un arranque normal, se producen los siguientes costes diferenciados a analizar en los presentes procedimientos:

- Etapa 1: En esta etapa los costes se refieren a dos tipos de energía:

La primera corresponde al consumo de combustible, desde el inicio de bajada de carga a partir de la Carga Mínima hasta el desacoplamiento de la unidad.

La segunda se refiere a la diferencia entre la energía eléctrica vertida a la red y la consumida en servicios auxiliares tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del Consumo Específico Neto a Carga Mínima.

- Etapa 2: El coste se integra por los dos tipos de energía siguientes:

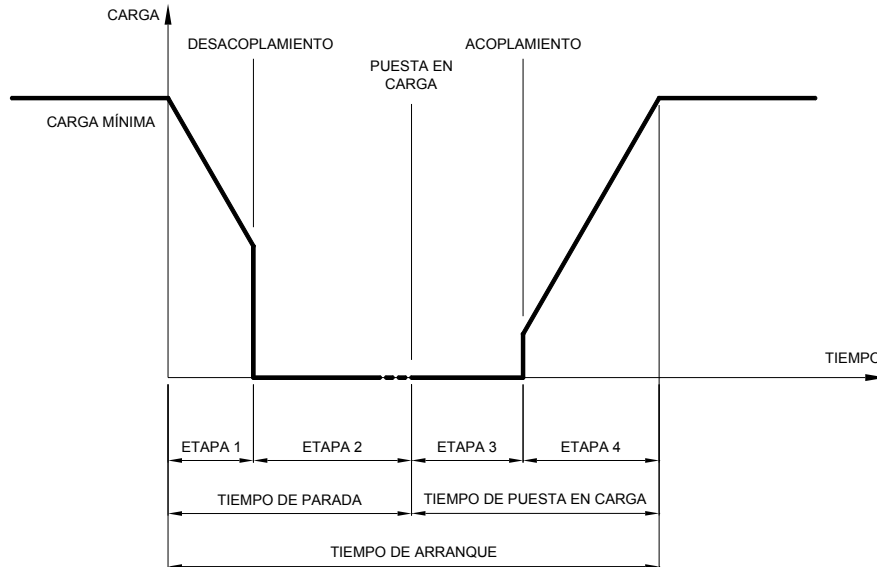
Energía calorífica suministrada por el combustible durante la Etapa.

Energía eléctrica suministrada por el exterior y valorada en su equivalente calorífico al Consumo Específico Neto a la Carga Mínima.

- Etapa 3: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 2.

- Etapa 4: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 1.

La evaluación de los parámetros que se han definido anteriormente, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque vienen establecidos en el *Anexo A.1.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas.*



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al operador del sistema las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este documento. Con el envío al operador del sistema de los procedimientos particularizados se incluirá al menos:

- Objeto, identificación y breve descripción de la instalación sometida a pruebas.
- Declaración de cargas mínima y máxima del grupo y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos los puntos de medición y toma de muestras. Listado clasificado de medidas y posibles medidas adicionales necesarias.
- Particularizaciones (en los casos que proceda por configuración singular de la central) de la formulación del procedimiento general para la instalación particular. Deberá respetarse la nomenclatura del procedimiento general.
- Verificación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y hojas de datos de los instrumentos para tomar medidas primarias.
- Documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos de calibración recogidos en la sección 4 del Anexo A.I.3: *Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de turbina de gas*.
- Lista de válvulas para aislamiento efectivo de la instalación. Posición de las válvulas en los sistemas principales durante la prueba. Posición de los interruptores en el diagrama unifilar durante la prueba.
- Criterios de reparto y factor de utilización a efectos de cálculo de consumo específico de auxiliares y servicios comunes.

- Resumen de la secuencia de parada y arranque para los ensayos de arranque programados.
- Información técnica relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.
- Valores finales justificados con registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran.

Adicionalmente a lo anterior, se remitirá anexada la documentación siguiente:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación "as built") siguientes:
 - Agua desmineralizada.
 - Refrigeración.
 - Aire-gases.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilar.
- b) Balances térmicos del grupo a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100% de carga).
- c) Curvas, suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico y potencia generada en turbina debido a todos los efectos.
- d) Registro de consumos específicos históricos del grupo a diferentes cargas para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de la pruebas.
- e) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Estos combustibles deben coincidir con los declarados para despacho.
- f) Hojas de datos de funcionamiento de turbina.
- g) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. La serie histórica de datos contendrá registros día a día de temperatura seca media, mínima y máxima, humedad relativa media, mínima y máxima y velocidad del viento media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.
- h) En casos de circuito de refrigeración abierta, serie histórica de la temperatura del medio en el punto de captación con los datos diarios de temperatura media, mínima y máxima.
- i) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervengan en las pruebas.
- j) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores principales y auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.
- k) Curva de emisiones de la turbina de gas en función de la carga.
- l) Manuales de operación y secuencias de arranque.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.

- c) Hojas de datos de mantenimiento de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- e) Otros datos explícitamente solicitados en este documento.

Adicionalmente el Comité de Ensayos discutirá, en función de las medidas de contraste secundarias, la necesidad de planos de dimensiones específicos de:

- Tanques de combustible.
- Tanque agua desmineralizada.
- Tanque de recogida de drenajes.
- Croquis de dimensiones de los conductos de salida de gases.
- Croquis de dimensiones de los conductos de aire de entrada.

Si alguna de la documentación citada en este apartado se considerase necesaria y no estuviera disponible, deberá ponerse en conocimiento del Comité de Ensayos para buscar procedimientos alternativos que compensen su falta.

6. Condiciones generales de realización de los ensayos

Para la realización de las pruebas se verificará mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el operador del sistema considere necesarias para el cumplimiento de este procedimiento, que la instalación opera en condiciones adecuadas de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y coste de arranque.

6.1 Estado de la instalación

La instalación sometida a pruebas deberá encontrarse en condiciones de conservación adecuadas para la operación, lo cual incluirá comprobar el cumplimiento con el programa de mantenimiento definido para la instalación.

Si de las pruebas se derivan valores de los parámetros de consumo específico y costes de arranque que superen a los históricos en más de un 10% el operador del sistema, como supervisor de las pruebas, podrá solicitar justificación por ello, reflejándose en el acta de la prueba.

Los elementos a verificar y la metodología a seguir se especifican en los diferentes apartados de este capítulo.

6.1.1 Estado del compresor y filtro de aire de la turbina de gas

El estado del turbocompresor y de las tomas de aire se verificará mediante los siguientes puntos al menos:

- Comprobar, mediante los diarios de mantenimiento, que se ha realizado una operación previa de lavado del compresor con la planta parada (no serán suficientes lavados con el compresor en operación) en un periodo inferior a seis meses antes de la fecha de realización de las pruebas. Si el suministrador del grupo compresor-turbina especifica en su documentación que el lavado debe realizarse también en la turbina, se deberá comprobar también esta parte.
- Verificar mediante los diarios y registros de mantenimiento que se han realizado los lavados en operación prescritos por el suministrador.
- Verificar que la relación de compresión alcanzada está dentro del rango de diseño.
- Verificar que la caída de presión en los filtros de la toma de aire está dentro de los valores de diseño.

- Verificar, mediante los diarios y registros de mantenimiento, que se ha realizado la limpieza o sustitución de los elementos del filtro de aire.

6.1.2 Estado del resto de los equipos principales

Por su repercusión en los resultados, se verificará además el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante de, al menos, las bombas de refrigeración y del circuito de aceite (si aplica).

6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque

Se realizarán, al menos, dos (2) ensayos de arranque para cada tiempo de arranque (2 y 24 horas). Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular. La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

El proceso de arranque deberá realizarse según la secuencia habitual que lleve a cabo la instalación, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación de la central.

Para aquellos grupos que puedan funcionar con distintos combustibles de forma habitual en la operación (gas natural y gas oil), se deberán realizar todas las pruebas para cada uno de los combustibles.

6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico

Los ensayos de consumo específico tienen como objeto determinar el consumo específico neto de cada grupo en las condiciones en que se realice el ensayo, así como la corrección de este consumo específico a unas condiciones de referencia previamente definidas. Estas condiciones de referencia serán las condiciones medias del emplazamiento y se determinarán a partir del tratamiento estadístico de los registros históricos y de los datos recogidos en los distintos grupos objeto de las pruebas.

Las condiciones para la realización de los ensayos se detallan a continuación:

- Los ensayos de consumo específico se realizarán a tres cargas operacionales del grupo: 100%, Carga Intermedia y Carga Mínima. La Carga Intermedia será en torno al 75% de la carga máxima. Se realizarán al menos dos (2) ensayos de consumo específico a cada carga especificada.
- En particular, para grupos "twin-pack", se realizarán tres grupos de pruebas al 100% de carga, Carga Intermedia y Carga Mínima. Los ensayos se llevarán a cabo para cada una de las turbinas de gas por separado y para las dos en conjunto.
- La empresa propietaria debe aportar los datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán coincidir con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de Energía. La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia de la sala de control durante la prueba y se comprobará que la oscilación de la potencia respecto de la media es inferior al 1,3%. En casos excepcionales podrá permitirse una oscilación hasta del 5%.
- No se podrá realizar consecutivamente dos ensayos a la misma carga
- Las potencias de los ensayos no podrán diferir de la carga especificada para la prueba más de un 5%.
- Las condiciones de realización del ensayo serán tan próximas como sea posible a las de referencia (condiciones medias del emplazamiento), para reducir al mínimo los factores de corrección. En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo

condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección. El combustible utilizado durante los ensayos será el que se establezca por medio de Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se realizarán las pruebas de rendimiento. Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones del foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.

- Los ensayos deberán realizarse con una generación de potencia reactiva estable. El factor de potencia será el valor medio registrado en el último año de operación y lo fijará el operador del sistema. En caso de que fuese imposible fijar este factor, las pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua. El factor de potencia de dos ensayos a la misma carga no podrá variar más de un 5%.
- Previamente a la realización de los ensayos, se efectuará un lavado del compresor de la turbina de gas, dentro del periodo especificado en los procedimientos, conforme a las instrucciones del suministrador de la turbina de gas.
- Con el fin de que las pruebas muestren resultados representativos del funcionamiento real de la instalación, podrá aplicarse un factor de corrección al consumo específico de calor de la unidad obtenido en cada prueba, que tenga en cuenta la degradación en función del tiempo de operación del equipo entre dos lavados consecutivos del compresor. El factor de corrección a aplicar por este concepto podrá ser el valor intermedio de la degradación en el funcionamiento de la instalación para cada nivel de carga a la que se realizan las pruebas, entre dos ciclos consecutivos de lavado.
- El valor de la degradación por ensuciamiento del compresor, entre dos lavados consecutivos del compresor de la turbina de gas, deberá estar debidamente justificado y documentado por el Titular de la instalación. La aplicación del mismo, así como su cuantía, se decidirá de forma consensuada por el Comité de Ensayos.
- Los parámetros de operación de los grupos sometidos a pruebas, deberán ajustarse a dichas condiciones de operación normal (recogidas en los balances, registros históricos, hojas de funcionamiento etc.) durante los ensayos. Las posibles excepciones serán debidamente identificadas, justificadas e incluidas en los procedimientos particularizados.
- Las series de datos de las variables recogidas en cada ensayo deberán estar dentro de los rangos de fluctuaciones indicados en la siguiente tabla.

Parámetro	Variación respecto a la media
Potencia eléctrica de salida	$\pm 1.3\%$, excepcionalmente $\pm 5\%$
Factor de potencia	$\pm 2\%$
Velocidad de rotación	$\pm 0.65\%$
Presión barométrica	$\pm 0,33\%$
Temperatura de aire en toma de entrada	$\pm 0.65\text{ }^{\circ}\text{C}$
Poder calorífico	$\pm 1\%$
Flujo de combustible	1.3%

Parámetro	Variación respecto a la media
Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina de gas	$\pm 0,65\%$
Contrapresión de escape en la turbina de gas	$\pm 0,33\%$
Presión absoluta del aire a la entrada a la turbina de gas	$\pm 0,5\%$
Temperatura de salida del refrigerante*	$\pm 2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Ascenso de la temperatura del refrigerante*	$\pm 2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$

* Aplicable sólo donde sean usados “precoolers” “intercoolers” y “aftercoolers”

- El modo de operación del grupo durante cada ensayo será el habitual del mismo.
- La posición de las válvulas de aislamiento será la adecuada para una correcta explotación de la instalación y, en todo caso deberán estar de acuerdo con las instrucciones del fabricante de los equipos y las normas y recomendaciones que sean de aplicación. Se inspeccionará cuidadosamente este extremo.
- El grupo deberá aislarse de otros que hubiera en la misma central.
- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque de cualquier equipo ajeno a la operación normal en carga del grupo.
- Cada uno de los dos ensayos que se realizarán en cada nivel de carga seleccionado tendrá una duración de dos (2) horas.
- La frecuencia de lecturas para variables primarias y secundarias recogidas por el sistema de control será de 1 minuto. Para medidas manuales se establece una frecuencia mínima de toma de datos de cinco (5) minutos, para variables primarias de clase uno, y de diez (10) minutos, para las variables primarias de clase 2 y variables secundarias. El registro de las medidas de niveles de tanques y de energía activa y reactiva sólo será necesario realizarlo al principio y al final del ensayo.
- Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el documento “Metodología de Cálculo del Consumo Específico y de los Costes de Arranque de Centrales Térmicas de Turbina de Gas”.
- Aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas, de acuerdo a la tabla anterior, de los parámetros operacionales serán rechazadas. Con el fin de limitar estos rechazos al mínimo se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo a un ensayo.
- El periodo de estabilización concluye cuando se alcanza la estabilidad, según se indica en la tabla de variación respecto a la media, de los parámetros de funcionamiento, y dicha estabilidad se mantiene durante una (1) hora. Para este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.
- Para aquellos grupos que puedan funcionar con distintos combustibles de forma habitual en la operación (gas natural y gas oil), se deberán realizar todas las pruebas para cada uno de los combustibles.

6.4 Cálculos

La evaluación de los parámetros objeto de este procedimiento de prueba, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque se han desarrollado en el *Anexo A.I.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas.*

7. Documentación general de los ensayos

De toda la documentación generada en la recogida de datos durante el ensayo, sea en formato electrónico o sobre papel, se harán dos copias que llevarán su respectiva identificación. Una de ellas será entregada al supervisor de las pruebas y la otra al Titular de la instalación. Cada una de estas partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de carbón, escorias y cenizas. Esta recogida se realizará de acuerdo con el procedimiento establecido.

Una vez realizado el acopio de las muestras, se seleccionarán tres muestras de cada componente muestreado y se introducirán en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el operador del sistema, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

7.2 Formatos de incidencias

Cualquier incidencia durante la realización de los ensayos o de su posterior tratamiento será recogida en los correspondientes formatos de incidencias.

7.3 Acta de los resultados de la prueba

El acta de resultados de la prueba incorporará el siguiente contenido:

- Resumen o Sumario de la Prueba, dando información general sobre la planta, objeto de la prueba, fecha y duración de ésta, resumen de los resultados principales y cualquier incidencia o desviación con respecto al procedimiento aprobado, que se haya acordado entre las partes en el momento de realizar los ensayos.
- Introducción, incluyendo información adicional de carácter general que no se haya incluido en el Sumario. Esta información general se referirá a:
 1. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.
 2. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.
 3. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
 4. Condiciones particulares que se hayan acordado entre las partes para la realización de la prueba, que por su extensión no se hayan recogido en el Sumario.
 5. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
 6. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.

- Cálculos y Resultados basados en el *Anexo A.1.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas*, adaptado para cada central. Además se incluirá cualquier otro cálculo especial que haya sido necesario realizar para la obtención de los resultados. Este apartado deberá incluir también la comparación de repetibilidad de las series de ensayos que se llevan a cabo para cada prueba.
- Instrumentación de la prueba, incluyendo la siguiente información:
 1. Lista general de instrumentos usados, indicando tipo y modelo.
 2. Descripción de la localización de los instrumentos.
 3. Descripción de los medios usados para la toma de datos de medida en cada localización.
 4. Identificación de los instrumentos usados como referencia.
 5. Descripción general del sistema de adquisición de datos utilizado.
 6. Hojas de los resultados de la calibración de los instrumentos utilizados y certificados de calibración de los mismos.
- Conclusiones, con una discusión más detallada que pudieran presentar algunos resultados de los ensayos realizados, incluyendo también posibles cambios en el Procedimiento General de Prueba, entendido como lecciones aprendidas para otras pruebas posteriores en otras plantas.
- Formatos de incidencias y/o discrepancias.
- Anexos tales como hojas de datos de equipos principales, curvas o factores de corrección utilizados, copia de los registros de medidas, resultados de los análisis de combustible en laboratorio, etc.

8. Aislamiento del grupo

8.1 Aislamiento eléctrico

Con el fin de poder determinar los consumos eléctricos en auxiliares del grupo ensayado, las alimentaciones a las barras de servicios eléctricos auxiliares se dispondrán de tal manera, que siempre sea posible determinar mediante los correspondientes contadores de energía el consumo de cada grupo.

En caso de no poder realizarse lo anterior, se llevará a cabo un reparto ponderado por potencia generada entre los grupos que tengan servicios auxiliares comunes.

8.2 Interconexiones mecánicas

Aquellas interconexiones mecánicas existentes entre grupos para arranques serán identificadas. Los intercambios entre grupos durante los arranques serán cuantificados y cargados al grupo que se arranca.

Durante los ensayos de consumo específico no se permitirá la interconexión entre diversos grupos. Si existiesen dichas interconexiones y, por lo tanto, equipos comunes, se establecerá un procedimiento especial, tanto para su funcionamiento como para la asignación de la potencia eléctrica consumida, en caso de que la hubiese.

Además de aquellas interconexiones que se señalen en cada caso particular, se pondrá especial cuidado en aislar los siguientes sistemas de cada grupo:

- Aire comprimido.
- Agua de servicios.

- Fuel oil /Gas oil /Gas natural.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible

Durante cada ensayo se mantendrá aislada la aportación de combustible desde los tanques de almacenamiento al tanque diario o de retornos del grupo que se ensaya a los tanques de almacenamiento.

ANEXO A.I.3

Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de turbina de gas

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Procedimientos de medida.
 - 2.1 Clasificación de variables.
 - 2.2 Redundancia.
 - 2.3 Recogida de datos.
 - 2.4 Comprobación de la instrumentación.
 - 2.5 Requisitos básicos de instrumentación.
3. Procedimiento para la toma de muestras.
 - 3.1 Toma de muestras de combustible.
 - 3.2 Variables fundamentales de cálculo.
4. Calibración de los instrumentos.
 - 4.1 Instrumentos exentos de calibración.
 - 4.2 Requisitos de calibración.
 - 4.3 Instrumentación de calibración.

1. Objeto

El objeto de este documento es fijar el método utilizado para la toma de medidas, con el fin de obtener los datos necesarios para realizar los cálculos expuestos en el *Anexo A.I.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas*.

Como criterio general con el fin de reducir costes y facilitar el proceso, siempre que la instrumentación de la planta objeto de las pruebas cumpla con los requisitos de precisión necesarios será ésta la empleada en la toma de medidas. Las condiciones que se requieren de la instrumentación están recogidas en la sección 2 de este documento. En caso de que la instrumentación de la planta no cumpla los requisitos adecuados o no se disponga de alguna instrumentación, deberá preverse la instrumentación adicional e instalarse en los puntos necesarios previamente a la realización de los ensayos.

2. Procedimientos de medida

2.1 Clasificación de variables

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir diferentes especificaciones según pertenezca a cada uno de los siguientes grupos recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46:

- Variables primarias: Son variables empleadas en los cálculos. Se dividen en variables primarias de clase 1 y variables primarias de clase 2. Las variables primarias de clase 1 son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa mayor o igual de 0,2. Las variables primarias de clase 2 tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor de 0,2. El coeficiente de sensibilidad de una variable indica la variación del resultado del ensayo respecto a un incremento unitario de esa variable. La definición matemática del coeficiente de sensibilidad relativo se encuentra en ANSI/ASME PTC 19.1.

- Variables secundarias: Se trata de variables que no intervienen en los cálculos y se procede a su medida sólo para verificar (en los casos que proceda) que se encuentran en un rango que no invalida las condiciones de realización de las pruebas. Para estas variables no se fijan requisitos especiales de sensibilidad, salvo que se especifique lo contrario. Sin embargo se requerirá verificación de la salida del instrumento previa a la prueba. Esta verificación podrá ser mediante calibración en planta. Dicha calibración no será obligatoria si se dispone de instrumentación de contraste.

2.2 Redundancia

Se entiende por medidas redundantes aquellas que son equivalentes y disponen de la calidad suficiente, aunque los equipos de medida tengan diferente localización.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2. No se requiere instrumentación redundante en instrumentos medidores de flujo y de medida eléctrica.

La redundancia debe ser realizada preferentemente mediante instrumentos situados en la misma ubicación, aceptándose otra diferente si la variable que se está evaluando es conservativa. Si existe instrumentación local en la ubicación, ésta podrá utilizarse para comprobar el correcto funcionamiento de los instrumentos utilizados.

No obstante, para variables primarias de clase 2, podrán hacerse las excepciones debidamente justificadas, por excesivo coste o dificultad técnica, al requisito de redundancia para cada planta particular, que se deberán recoger en cada procedimiento particularizado.

2.3 Recogida de datos

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central. Sólo para variables en que no se disponga de ningún sistema automatizado de registro de datos se procederá a la toma de datos manual, siempre que se cumplan todos los requisitos necesarios de precisión, redundancia y frecuencia de lecturas registradas. Los instrumentos locales también podrán ser utilizados para comprobar el correcto funcionamiento del sistema de recogida de datos del sistema de control.

Para la recogida de datos desde el Sistema de Control Distribuido (en caso de existir) se establecerán las frecuencias de recogida de valores especificadas y se eliminará la tolerancia de filtrado que hace al sistema de control ignorar el cambio en el valor de la lectura si la variación respecto al anterior registro es inferior a una cantidad. Esta cantidad deberá a ser nula o, al menos, 4 órdenes de magnitud inferior a la medida a fin de no influir en los resultados.

Los valores finales suministrados deberán ser valores promedio corregidos (en los casos que proceda) por calibración de instrumentos, corrección del cero, presión barométrica, temperatura ambiente, etc. (en unidades de ingeniería). Para variables primarias, se remitirá la señal primaria del instrumento, realizándose posteriormente la transformación y cálculos necesarios. Para estas variables primarias también podría aceptarse la medida en unidades de ingeniería corregida por el sistema de control, sólo en caso de que se verifique que todos los cálculos intermedios y mecanismos de transformación de señal son rigurosos de acuerdo a lo recogido en los diferentes códigos ANSI/ASME PTC de medida de temperatura, caudal, presión, etc.

2.4 Comprobación de la instrumentación

Antes del comienzo de las pruebas se comprobará el correcto funcionamiento e instalación de los instrumentos que se usen en las mismas.

La Central dispondrá y facilitará la documentación correspondiente para la comprobación de la calibración de los elementos de medida, presión, temperatura, caudal y nivel, así como para realizar las correcciones necesarias. También facilitará los

instrumentos necesarios para la medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación

Como norma general, si no se especifica lo contrario, cuando se defina una incertidumbre máxima para la determinación de una variable, ésta incluirá tanto la incertidumbre del instrumento propiamente dicha como la del sistema de acondicionamiento de señal, de forma que la combinación de ambas incertidumbres (instrumento sensor y equipo acondicionador de señal) ha de ser menor que el valor especificado.

2.5.1 Medidas de Presión

Las medidas de presión se harán preferiblemente por medio de transmisores que cumplan los requisitos que se establecen en los siguientes puntos.

El registro de medidas de presión recomendado es mediante instrumentos electrónicos. Todos los cables de estos equipos deben ser puestos a tierra con el fin de derivar cualquier corriente inducida desde equipos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales como manómetros o balanzas de pesos muertos siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.1.1 Requerimientos de precisión:

Las variables primarias de clase 1 serán medidas con transmisores de presión con una incertidumbre total máxima de 0,3% en el rango de calibración. Estos transmisores de presión deberán ser compensados por temperatura. Si tal compensación por temperatura no es posible, la temperatura ambiente en la localización de la medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración para determinar si la disminución de la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 deberán ser medidas con transmisores de presión de 0,5% de incertidumbre máxima en el rango de calibración. Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

2.5.1.2 Tipos de transmisores de presión:

Se recogen tres tipos de transmisores de presión:

- Transmisores de presión absoluta.
- Transmisores de presión manométrica.
- Transmisores de presión diferencial.

Transmisores de presión absoluta:

Los transmisores de presión absoluta miden la presión referenciada al cero absoluto de presión. Deberán ser usados para medir presiones cuyo valor sea igual o inferior a la presión atmosférica. Estos instrumentos también podrán ser usados para medir presiones superiores a la atmosférica.

Transmisores de presión manométrica

Los medidores de presión manométrica sólo serán utilizados para medir presiones cuyo valor sea superior a la atmosférica. La presión atmosférica de referencia será medida mediante un transmisor de presión absoluta.

Transmisores de presión diferencial:

Estos dispositivos son utilizados donde el flujo es determinado mediante una medida de presión diferencial.

2.5.2 Medidas de Temperatura

Las medidas de temperatura se harán preferiblemente por medio de transmisores de temperatura que cumplan los requisitos que se establecen en los siguientes puntos.

El registro de medidas de temperatura recomendado es mediante procedimientos electrónicos. Todos los cables de señal de la instrumentación deberán ser puestos a tierra para derivar cualquier corriente inducida por instrumentos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales, siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.2.1 Precisión:

Todos los instrumentos utilizados en la medida de variables primarias de clase 1 deben tener una incertidumbre no superior a 0,25 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre no superior a 0,5°C para temperaturas de más de 90°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no superior a 1,5 °C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre no superior a 2,5°C.

2.5.2.2 Dispositivos medidores de temperatura

- Termómetros.
- Termopares.
- Termorresistencias.

Termómetros

El uso de termómetros queda restringido a aquellas medidas cuyo número de lecturas y su frecuencia sea reducida. Deberán ser usados a la misma profundidad de inmersión que la usada en la calibración, o aplicar la corrección recogida a este respecto en el código ANSI/ASME PTC 19.3.

Termopares

Los termopares serán utilizados para medir la temperatura de cualquier fluido por encima de 90 °C. La máxima temperatura dependerá del tipo de termopar y del material del revestimiento utilizado.

Para rangos de temperaturas entre 90 °C y 760 °C se recomiendan termopares tipo E. Si la temperatura se encuentra entre 760 °C y 1350 °C se recomiendan termopares tipo K. No obstante se permitirá el uso de cualquier dispositivo que cumpla los requerimientos de precisión y calibración solicitados.

Los termopares para medidas primarias de clase 1 deberán tener una unión fría de referencia a 0 °C, o a temperatura ambiente si la unión está bien aislada y el dispositivo de medida de referencia calibrado. El punto de referencia de hielo podrá ser un baño de hielo agitado o un baño de hielo calibrado electrónicamente.

Los termopares usados en medidas primarias de clase 2 pueden tener uniones en los hilos de medida. La unión de dos hilos de medida deberá ser mantenida a la misma temperatura. La unión fría estará a la temperatura ambiente. No obstante, la temperatura ambiente será registrada y la medida se compensará por cambios en esta temperatura de la unión fría.

Termorresistencias

Las termorresistencias podrán ser usadas para medir temperatura hasta la máxima temperatura recomendada por el fabricante (típicamente alrededor de 650 °C).

2.5.2.3 Indicaciones para algunas mediciones

Medida de temperatura de un fluido en una línea o vasija

La medida de la temperatura de un fluido en el interior de una línea o vasija (sometida a presión) se llevará a cabo mediante la instalación de un pocillo de temperatura. El pocillo deberá estar dimensionado de forma adecuada como para garantizar la no interferencia entre el dispositivo de medida y el pocillo.

Como alternativa a la medida mediante el uso de pocillo de temperatura, si el fluido está a una presión baja (entre 0.5 y 1.5 bara) el dispositivo medidor puede ser directamente instalado.

2.5.3 Medidas de Caudal

Todas las medidas de caudal que a continuación se detallan deberán observar, en la medida de lo posible, las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.5 (2004) o en sus revisiones posteriores respecto a las distancias de tubería recta aguas arriba y abajo necesarias para una correcta medición de caudal.

2.5.3.1 Medidas de caudal de agua y vapor

Por motivos de precisión siempre que sea posible se medirán los caudales de agua y a partir de ellos se deducirán los de vapor.

2.5.3.1.1 Instrumentos de medida de caudal

La información relativa a la fabricación, calibración e instalación de caudalímetros se puede encontrar en ANSI/ASME MFC-3M. Estos elementos pueden ser utilizados para medidas de caudal de variables primarias de clase 2 y de variables secundarias. También podrán ser utilizadas para medidas de caudales primarios de clase 1 siempre que no se precise extrapolación para el máximo número de Reynolds con que fueron calibrados. Como norma general estos instrumentos tendrán una incertidumbre en la medida inferior a 0,5% para vapor y 0,4% para agua líquida y deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El coeficiente β debería estar limitado al rango de 0,25-0,5 para toberas "wall-tap" (tomas de presión en las paredes) y venturis y 0,30-0,60 para orificios.
- Las medidas de variables primarias de clase 1 requieren calibración en todo el rango
- Para flujos de variables primarias de clase 2 y medidas secundarias, podrá ser usado el coeficiente de referencia apropiado recogido en el ANSI/ASME MFC-3M.

2.5.3.1.2 Indicaciones para la medida del caudal de agua

Las medidas de caudal de agua serán recogidas cuando el flujo sea estacionario o siempre que sea posible una frecuencia de adquisición tal que permita registrar todas las oscilaciones del caudal durante el ensayo. Se evitará que el agua sufra vaporización en su paso por el instrumento de medida.

2.5.3.1.3 Indicaciones para la medida de caudal de vapor

A su paso a través del instrumento de medida, el vapor debe permanecer sobrecalentado. Para líneas de vapor con atemperadores, la medida de caudal de vapor debe situarse aguas arriba de estos, y obtener el caudal final como suma de dicho vapor y el agua de atemperación.

El cálculo del caudal de vapor a través de una tobera, orificio o venturi debe estar basado en las condiciones de presión, temperatura y viscosidad aguas arriba. A fin de evitar la distorsión introducida por un pocillo de temperatura localizado aguas arriba del elemento de medida las medidas aguas abajo de temperatura y presión son utilizadas

para determinar la entalpía del vapor, que se supone constante en una línea convenientemente aislada. Basado en esta entalpía y con la presión aguas arriba el resto de propiedades pueden ser calculadas.

2.5.3.2 Medidas de caudal de combustible Líquido

El combustible líquido será medido utilizando medidores de flujo que hayan sido calibrados en todo el rango del número de Reynolds esperado durante el ensayo. Para las medidas de flujo, la temperatura del combustible debe ser determinada con precisión para calcular el flujo correctamente. Otros medidores de caudal serán aceptados siempre que pueda ser alcanzado un error de la medida del 0,7% o inferior (se aconseja un valor del 0,5%). Esta recomendación será obligatoria si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red). Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Para las pruebas de arranque, también se podrá determinar el caudal de combustible líquido por aforo en los tanques.

2.5.3.2.1 Medidores de caudal de desplazamiento positivo

Este tipo de medidores irá sin compensación de temperatura. Los efectos de la temperatura en el fluido pueden ser tenidos en cuenta calculando el flujo másico basado en la densidad específica según la siguiente formulación:

$$qmh = 999,015 \cdot 60 \cdot qv \cdot (sg)$$

Donde:

qmh : Caudal másico (kg/h).

qv : Caudal volumétrico (m³/min).

sg : Densidad específica (adimensional).

60 : Minutos por hora.

999,015 : Densidad del agua a 15,5 °C (kg/ m³).

El análisis del combustible debe ser llevado a cabo sobre muestras tomadas durante las pruebas. El Poder Calorífico Superior e Inferior, así como la densidad específica, deberá determinarse a partir de dichos ensayos. La densidad específica se determinará a tres temperaturas, cubriendo el rango de temperaturas medidas durante el ensayo. La densidad específica del fluido a la temperatura de trabajo será determinada por interpolación.

2.5.3.3 Medidas de caudal de combustible Gaseoso

Los flujos de combustible gaseosos serán medidos principalmente mediante medidores del tipo turbina u orificio. El flujo final de combustible debe ser determinado con una incertidumbre total inferior al 0,8%. Este requisito fija las incertidumbres de todas las medidas utilizadas para determinar el caudal de combustible (densidad, presión estática y diferencial, temperatura...) de forma que la incertidumbre total esté por debajo del rango especificado. Otras medidas para flujo serán aceptadas siempre que pueda demostrarse que la incertidumbre total en la medida final es inferior al 0,8%. Si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red) la incertidumbre en la medida deberá ser inferior al 0,5%. Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Deberá verificarse que el proceso de cálculo utilizado es riguroso en todos los cálculos intermedios. Para un orificio de descarga estos cálculos deben incluir, entre otros, el coeficiente de descarga, el diámetro corregido para expansión térmica, factor de expansión... En caso de un medidor de turbina, los resultados intermedios deberán incluir las constantes de medida usadas en el cálculo y los cálculos realizados a partir

de la frecuencia, la temperatura y la presión. Se verificarán para ambos dispositivos, el análisis del combustible y los resultados intermedios usados en el cálculo de la densidad.

2.5.4 Medidas de generación eléctrica

Las medidas eléctricas en puntos frontera se realizarán con los equipos de medida instalados que cumplirán con el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM) y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC).

Si fuese necesario realizar alguna medida eléctrica en algún punto donde no se encuentren instalados equipos que cumplan el RPM, dicha medida se llevará a cabo según uno de los esquemas de medidas de instalaciones polifásicas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 46 mediante la conexión de los pertinentes medidores de potencia y/o energía activa y/o reactiva a los transformadores de tensión e intensidad instalados a tal efecto. A continuación se procede a recoger los requerimientos de cada instrumento particular para esta circunstancia:

2.5.4.1 Medidores de potencia activa (vatímetros)

Los vatímetros serán utilizados para registrar las medidas de potencia activa instantáneas. Los vatímetros empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia activa deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto

2.5.4.2 Medidores de energía activa

Estos medidores serán utilizados para registrar la energía activa durante la realización de los ensayos.

Los medidores de energía activa empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.3 Medidores de potencia reactiva (varímetro)

Estos medidores serán empleados para registrar medidas de potencia reactiva instantánea.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia reactiva deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto.

2.5.4.4 Medidores de energía reactiva

Estos medidores serán empleados para registrar la potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.5 Transformadores de tensión

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador, debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.4.6 Transformadores de intensidad

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador debe ser calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.5 Medidas de Nivel

Las mediciones de nivel se llevarán a cabo preferiblemente mediante los transmisores de nivel existentes en la planta, debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos podrán ser del tipo magnético local o similar también, con una precisión del rango de calibración de 0,5% para medidas primarias aunque se recomienda una precisión superior al 0,25%.

2.5.6 Medida de la humedad

La medida de humedad será obtenida con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima del 2%. La humedad absoluta se determinará por cálculo a partir de las temperaturas seca y de la temperatura de bulbo húmedo o humedad relativa.

2.5.7 Medidas de tiempo

Para medidas primarias de clase 1 que necesiten un cómputo de tiempo (ejemplo potencia medida a través de pulsos de energía) se utilizarán sistemas con una precisión mayor a 0,5 segundos en una hora.

No se establecen requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de combustible

Se tomarán (3) muestras de combustible, al principio, en la parte central y al final del ensayo, procedentes del tanque de alimentación de las turbinas de gas, en caso de funcionamiento con gasoil, o de la tubería de suministro, en caso de funcionamiento con gas natural. Se verificará que en todo momento el combustible proceda de esa única fuente. Al término de la prueba las tres muestras se mezclarán en un único recipiente del cual, una vez homogeneizado, se tomarán tres (3) porciones, las cuales se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de análisis, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario. Para el caso de combustible gaseoso, si así lo acuerda el Comité de Ensayos, podrá efectuarse este análisis a partir del cromatógrafo instalado en la planta, siempre que se verifique que sus lecturas son suficientemente rigurosas. Las muestras para contraste se guardarán en la central, hasta que la Dirección General de Política energética y Minas resuelva la aprobación de los resultados.

Para las pruebas de arranque podrá utilizarse el análisis de combustible efectuado en las pruebas de rendimiento siempre que haya certeza de que se trata exactamente del mismo combustible, sin que haya sido de nuevo rellenado el tanque de almacenamiento. En caso contrario se tomarán nuevas muestras.

El análisis de las muestras de combustible, en la medida de lo posible, deberá llevarse a cabo de acuerdo con los métodos y la incertidumbre marcados en el ANSI/ASME PTC

22 capítulo 4 (u otros métodos de precisión equivalente). En cualquier caso el Poder Calorífico deberá determinarse con una incertidumbre máxima del 0,4%. El análisis del combustible debe comprender:

- Densidad a 15 °C, 25 °C y 40 °C (si es gas no aplica).
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Composición química elemental.

Todos los requisitos especificados aplican también a la toma de muestras de los combustibles auxiliares.

3.2 Variables fundamentales de cálculo

Se puede encontrar un listado general de variables en el Anexo A.I.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de turbina de gas.

4. Calibración de los instrumentos

4.1 Instrumentos exentos de calibración

Se podrá eximir de calibración previa al ensayo a un instrumento siempre que el propietario pueda acreditar un certificado de calibración que garantice que la incertidumbre máxima del instrumento a fecha de realización de la prueba cumple con los requisitos especificados.

Las características del instrumento deberán estar garantizadas en el momento de realización del ensayo, mediante el valor de incertidumbre del instrumento en función del tiempo (stability/estabilidad) y no a través de la incertidumbre justo después de realizarse la calibración (precisión/accuracy).

La deriva (pérdida de precisión) del instrumento se considerará que evoluciona de forma lineal entre el valor justo después de la calibración y el valor de incertidumbre para el tiempo de garantía máximo.

No se permitirán extrapolaciones de valores de incertidumbre una vez sobrepasado el tiempo garantizado de estabilidad. Si este tiempo ha sido sobrepasado y/o el instrumento no dispone de valor de incertidumbre garantizado en función del tiempo, el instrumento deberá someterse a calibración.

En aquellos instrumentos que pueden alterar el rango una vez que el instrumento está instalado, en el caso de que se modificase el rango de calibración para la prueba, el instrumento no estará eximido de calibración aunque contará con un certificado de garantía vigente.

4.2 Requisitos de calibración

Toda la instrumentación que se utilice durante los ensayos para la medida de variables primarias deberá disponer de un certificado de calibración en vigor emitido por un laboratorio de calibración independiente debidamente acreditado. En casos debidamente justificados, previa aprobación por el Comité de Ensayos, se podrá permitir la calibración interna de la instrumentación que se utilice para la medida de variables primarias.

En estos casos, la calibración interna de la instrumentación se realizará con patrones que cuenten con su correspondiente certificado emitido por un laboratorio acreditado. El procedimiento de calibración empleado deberá contar con un dictamen, elaborado por un laboratorio acreditado, en cuanto a su adecuación a la normativa vigente.

Los instrumentos de variables secundarias podrán ser calibrados según el procedimiento interno de calibración de planta y deberán disponer de hoja de

calibración en vigor, que incluirá las correspondientes hojas de datos. Esta calibración no será obligatoria si existe instrumentación de contraste que permita verificar el buen funcionamiento del instrumento.

Los resultados de la calibración se reflejarán en hojas y curvas de calibración que estarán disponibles en las instalaciones para su comprobación y posible contraste por el personal responsable de los ensayos. La calibración de los instrumentos se realizará, en la medida de lo posible, acorde con lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46 y ANSI/ASME PTC 19.

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá identificar en los procedimientos particularizados los instrumentos utilizados para la toma de variables detallando para cada uno en particular el estado de incertidumbre que tendrá a fecha de la prueba (ver sección 4.1 para determinación de la incertidumbre a fecha distinta de la de calibración). En caso de que la incertidumbre a fecha de la prueba sea superior a la requerida deberá preverse su calibración, indicándose en dicho procedimiento particularizado la fecha prevista para tal calibración así como la incertidumbre esperada a tal fecha.

Como norma general para los instrumentos que no garanticen estabilidad de la calibración en el tiempo (stability) la calibración deberá llevarse a cabo previamente, en el plazo máximo de un mes, a la realización de las pruebas. Si el instrumento cuenta con un valor de estabilidad (aumento de incertidumbre máximo garantizado en función del tiempo), la calibración podrá realizarse en cualquier fecha que permita garantizar durante la prueba la precisión requerida.

Los procedimientos relativos a estándares de referencia con los que se calibran los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 y de clase 2 deben estar reconocidos por organizaciones de estandarización. Los estándares de referencia deben tener una precisión de, al menos, cuatro veces mayor que el instrumento de prueba que se desea calibrar. Solo se podrán utilizar estándares con una precisión menor si cumplen con todos los requisitos de calibración recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46 sección 4.1.

Los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 deben estar calibrados al menos en dos puntos más que el orden de ajuste de la curva de calibración. Cada instrumento debe ser calibrado de forma que el punto de medida sea aproximado de una forma descendente y ascendente. Los instrumentos que tengan diferentes rangos deberán ser calibrados en cada uno de los rangos que sean usados durante el período de pruebas. En los instrumentos que no pueden ser calibrados en todo el rango de operación y se calibran hasta valores inferiores al esperado en las pruebas, se permitirá la extrapolación de la curva de calibración previendo un tratamiento especial recogido en el correspondiente procedimiento particularizado. Este es el caso de los dispositivos medidores de caudal. Los instrumentos de variables primarias de clase 1 deberán contar con una certificación de calibración.

Los instrumentos de medida de variables de clase 2 deben ser calibrados en un número de puntos igual al orden del polinomio de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene un error fijo inferior a la precisión requerida, el punto de medida sólo necesita ser aproximado en una dirección (creciente o decreciente).

Los instrumentos usados en medidas primarias serán también calibrados o chequeados tras los ensayos (si se detectase inconsistencia en los registros y no existiese una fuente de medida redundante fiable a petición del supervisor de la prueba). En el caso de instrumentos usados para medir caudales pertenecientes a variables de clase 1 el instrumento podrá ser inspeccionado terminadas las pruebas, en vez de recalibrado. Los elementos de medida de flujo usados en variables secundarias no necesitan ser inspeccionados si no han experimentado soplado con vapor o limpieza química. En cualquier caso no se requiere test de recalibración de los transformadores.

En caso de detectarse una diferencia significativa (superior a la precisión exigida del instrumento) entre la calibración antes y después de las pruebas, podría optarse por

rehacer los cálculos con la calibración final, si así lo acuerda el Comité de Ensayos. De lo contrario se procedería a la anulación de las pruebas.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias deberán ser calibrados en lazo (cadena de medida completa). La calibración en lazo implica la calibración del instrumento a través del equipo de acondicionamiento de señal. Esto podrá llevarse a cabo calibrando el instrumento incluyendo conjuntamente el equipo de acondicionamiento de señal. Alternativamente también se podrá calibrar de forma separada el sistema de acondicionamiento aplicando una señal conocida mediante un sistema generador de señales de precisión.

Cada laboratorio de calibración deberá disponer de la pertinente acreditación que deberá estar disponible para presentarse si fuese requerido por el supervisor de las pruebas.

4.3 Instrumentación de calibración

Toda la instrumentación y documentación necesaria para realizar la calibración o comprobación de la instrumentación fija y temporal deberá estar disponible en el propio laboratorio de la central a ensayar, siendo responsabilidad de la empresa propietaria el cumplimiento de este punto particular.

ANEXO A.II.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Consumo específico neto de un grupo.
 - 2.1 General.
 - 2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red.
 - 2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo.
3. Coste de arranque.
 - 3.1 Introducción.
 - 3.2 Determinación de los costes de arranque.
 - 3.3 Coste de arranque total.
 - 3.4 Coste horario de permanencia en reserva caliente.
4. Metodología de correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
 - 4.1 Correcciones por factor de potencia f1.
 - 4.2 Correcciones por temperatura del foco frío f2.
5. Cálculo de los parámetros técnicos resultantes de las pruebas.
 - 5.1 Costes variables de combustible.
 - 5.2 Costes de arranque y de reserva caliente.
6. Listado de variables.
 - 6.1 Variables para los ensayos de consumo específico.
 - 6.2 Variables para evaluación de costes de arranque.
7. Anexo a cálculo de la presión en el condensador en función de temperatura del agua de circulación.

1. Objeto

El presente documento tiene por objeto desarrollar la metodología de cálculo que va a ser usada para determinar:

- El Consumo Específico Neto del Grupo en condiciones de ensayo.
- El Coste de Arranque.
- Las correcciones al Consumo Específico Neto del Grupo en función de las condiciones ambientales.

2. Consumo específico neto de un grupo

- 2.1 GENERAL

El Consumo Específico Neto de un Grupo se define como:

$$CENG = \frac{CC}{WR} \quad (1)$$

Siendo:

CENG : Consumo Específico Neto del Grupo (kJ/kWh).

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Superior – PCS– por unidad de tiempo (kJ/h).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red (kW).

2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red

La potencia neta cedida por el grupo a la red, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$WR = WTP - WAR - WE \quad (2)$$

WTP : Potencia en bornas de salida (lado red) del transformador principal (kW).

WAR : Potencia activa tomada de red para el consumo de auxiliares eléctricos (kW). Esta potencia se determinará mediante medición en bornas (lado red en el transformador).

Para su medición los servicios auxiliares no estarán en funcionamiento durante los ensayos, o bien serán alimentados desde un grupo distinto del que se ensaya. Aquellos cuyo funcionamiento sea imprescindible y que sean susceptibles de medida directa se medirán. Cuando no sea posible la medida directa, los citados consumos de auxiliares serán identificados y desglosados por la empresa propietaria mediante una lista, argumentada y detallada, la cual será revisada y, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

WE : Potencia consumida en servicios no continuos (kW). Se entiende como servicios no continuos aquellos que, o bien son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores.

Estos consumos se particularizarán para cada instalación a propuesta de la empresa propietaria y aprobación, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

Para determinar WE los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

1. Consumos que sean directamente imputables a un grupo. Serán ponderados por horas de utilización, según la siguiente expresión:

$$WE_i = \frac{[Potencia consumida en kW] \cdot [Horas diarias de utilización]}{24} \quad (3)$$

2. Consumos no directamente imputables a un grupo. Se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida} \\ \text{en kW} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Horas diarias} \\ \text{utilización} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Potencia nominal} \\ \text{grupo} \end{array} \right]}{24 \cdot (\text{Potencia nominal de la central})} \quad (4)$$

En casos debidamente justificados se podrán utilizar criterios de ponderación distintos a los indicados en el párrafo anterior.

La potencia total consumida en servicios no continuos se computará mediante la siguiente expresión:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (5)$$

2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$CC = m_f * PCI \quad (6)$$

Donde:

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

mf : Flujo másico de combustible (kg/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/kg).

3. Coste de arranque

3.1 Introducción

A los efectos de este procedimiento se define el arranque como el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro.

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (7)$$

Siendo:

C : Coste de arranque para un tiempo de arranque t (€).

C_o : Constante del grupo equivalente al coste de arranque en frío para un tiempo de parada infinito (€).

α : Constante del grupo.

t : Tiempo de arranque (h).

Una vez obtenidos los pares de valores (C, t) se podrán estimar las constantes de cada grupo C_0 y α , mediante el método de mínimos cuadrados.

3.2 Determinación de los costes de arranque

3.2.1 Costes de arranque asociados al combustible

- Etapa 1

Se define la Etapa 1 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad baja progresivamente (según su rampa característica) hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

1. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de desacoplamiento.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

- Etapa 2

Se define la etapa 2 como aquella etapa durante la cual se produce el desacople de l grupo y el inicio de la etapa siguiente. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

4. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.
5. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.

- Etapa 3

Se define la etapa 3 como aquella que incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad. En esta etapa se contabilizarán:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de acoplamiento del grupo.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.

- Etapa 4

Se define la etapa 4 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad sube progresivamente hasta alcanzar un estado de marcha en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán:

1. Calor aportado por el combustible hasta alcanzar la Carga Mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a red.

3.2.1.1 Calor aportado a caldera por el(los) combustible(s)

El Coste del calor aportado a la caldera por los combustibles se define como:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} \sum_i Q_i \cdot (PCI)_i \quad (8)$$

Donde:

- C_c : Coste del calor aportado por el combustible (€).
- Q_i : Consumo de combustible "i" utilizados durante la Etapa considerada (kg).
- $(PCI)_i$: Poder Calorífico Inferior del combustible "i" (kJ/kg).
- P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque (€/th).

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i \cdot P_i)]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (9)$$

- P_i : Precio de la termia del combustible "i" (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares

Se define el coste por la energía consumida por los servicios auxiliares como:

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (10)$$

Donde:

- C_{SA} = Coste debido a la energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares no proveniente del grupo ensayado, calculado al precio de generación por combustible a Carga Mínima, expresado en euros.
- E_{SA} = Energía eléctrica consumida a través de las redes de transporte o distribución durante la Etapa que se considera, en kWh.
- P_{CM} = Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima, en euros/kWh. Se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG)_{CM}}{4186,8} \cdot P_c \quad (11)$$

donde:

- $(CENG)_{CM}$ = Consumo Específico Neto del Grupo a Carga Mínima, en kJ/kWh.
- P_c = Precio de la termia del combustible normalmente usado en Carga Mínima, euros/th. A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para cada instalación se analizará en detalle la posición de los puntos de medida reflejándose en los procedimientos particularizados.

3.2.1.3 Energía Eléctrica vertida a red

Los ingresos por la energía vertida a la red se definen como:

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (12)$$

donde:

C_{EE} : Ingreso debido a la energía eléctrica vertida a red (€).

E_E : Energía eléctrica vertida a red durante la Etapa considerada (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Su cálculo está desarrollado en el punto 3.2.1.2

Tanto a la energía eléctrica tomada del exterior, como a la energía eléctrica vertida al exterior, se le ha asignado un mismo precio (P_{CM}), igual al coste de generación (debido al consumo de combustible) correspondiente al funcionamiento a carga mínima.

3.2.2. Otros costes de arranque

Dentro de los costes no puramente energéticos que pueden generarse durante un arranque, el consumo de agua desmineralizada se considera con entidad suficiente como para proceder a su contabilización.

La evaluación de este coste se realizará mediante la expresión:

$$C_a = Q_a \cdot p_a \quad (13)$$

Donde:

C_a : Coste por consumo de agua desmineralizada durante un arranque de duración t horas (€).

Q_a : Consumo de agua desmineralizada durante el arranque de duración t horas (m^3).

p_a : Precio del agua desmineralizada (€/m³). Este parámetro será característico de cada unidad. Deberá justificarse en los procedimientos particularizados.

3.3 COSTE DE ARRANQUE TOTAL

El coste C, correspondiente a un ensayo, será:

$$C = C_a + \sum_{j=1}^4 \sum_i [C_{Cj,i} + C_{SAj} - C_{EEj}] \quad (14)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = Ca + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{Saj} - E_{Ej}) P_c \right] \quad (15)$$

Donde P y P_c son los precios de las termias, ponderadas según consumo de combustible en arranque (P), y del combustible habitual a Carga Mínima (P_c), definidos en los apartados anteriores.

3.4 Coste horario de permanencia en reserva caliente

Se entiende por situación de reserva caliente para un grupo térmico de vapor, que previamente ha sido desacoplado de la red, aquella que mantiene el estado térmico de la caldera en condiciones que permitan que su acoplamiento a la red, a mínimo técnico, se produzca de forma inmediata.

Se define el coste horario de mantenimiento del ciclo en parada caliente (chrc) como el coste de arranque total restringido a la etapa 2 exclusivamente dividido entre el tiempo total de permanencia en dicha etapa.

$$chrc = \left[\sum_{j=2} Ca_j + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=2} \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{Saj} - E_{Ej}) P_c \right] \right] / t_2 \quad (16)$$

Donde

t₂ : Es el tiempo de duración de la segunda etapa - permanencia en reserva caliente - (h).

Ca_j : Es el coste de agua desmineralizada de la etapa j (€), calculado a partir de:

$$Ca_j = Q_{aj} \cdot Pa \quad (17)$$

4. Metodología de correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia

El Consumo Específico Neto del Grupo corregido (CENG*) se calcula a partir del consumo específico neto de un grupo (obtenido en los ensayos) corregido a unas condiciones de referencia. Dichas condiciones de referencia están definidas en la sección 6 del Anexo A.II.2: *Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de fuel*.

Todas las variables corregidas se señalan a partir de aquí con asterisco.

Así:

$$CENG^* = CENG \prod_i F_i \quad (18)$$

Donde los factores F_i son los factores de corrección por las diferencias entre las condiciones del ensayo y las condiciones establecidas de referencia.

Para los grupos de fuel se realizarán las siguientes correcciones:

4.1 Correcciones por factor de potencia f_1

Con la corrección del factor de potencia se tiene en cuenta la variación de la potencia vertida a red por el grupo al trabajar con factores de potencia diferentes al de referencia, lo que provoca una variación del rendimiento del alternador y transformador(es) principal(es).

Este factor vale:

$$F_1 = WR / WR^* \quad (19)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (20)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} - L_{prue} \quad (21)$$

Donde L_{ref} y L_{prue} son el conjunto de las pérdidas del alternador y transformador principal con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba respectivamente, que se obtendrán a partir de las curvas de corrección y/o circuitos equivalentes suministrados por el fabricante para este efecto.

4.2 Correcciones por temperatura del foco frío f_2

La corrección por foco frío consta de dos pasos.

4.2.1 Determinación de la presión del condensador:

Para determinar la presión en el condensador en condiciones de garantía se llevarán a cabo los siguientes pasos:

- 1) Obtener el caudal de agua de circulación a través del condensador en la prueba: Para ello se utilizará medida directa o, si ésta no existiera, se calculará a partir de un método indirecto, como la determinación del punto de funcionamiento de la bomba en la curva del fabricante y/o la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers" para pérdidas de carga.
- 2) Determinar el calor evacuado por el condensador en la prueba. Para ello se utilizará el producto del caudal de agua de circulación por el condensador multiplicado por el calor específico medio y por el incremento de temperatura a través del condensador.
- 3) Determinar el factor de limpieza del condensador durante la prueba. Para ello se interpolará a partir de las curvas del fabricante del condensador "contrapresión frente a calor disipado" para diferentes temperaturas de agua de circulación, tubos taponados y diferentes factores de limpieza (valor a determinar) o, en su defecto, se calculará a partir de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers". Todos los valores de entrada para obtener el factor de limpieza corresponden a las condiciones de la prueba.
- 4) Determinar el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia. A partir del punto de funcionamiento de la bomba en la prueba y la altura estática del circuito de agua de circulación se elaborará un ajuste cuadrático de la curva de resistencia hidráulica del circuito de agua de circulación (Pérdidas vs caudal). Dicha curva se corregirá sumando la diferencia de niveles entre el registrado en la prueba y el nivel de marea de garantía. La intersección de la curva de pérdidas corregida y la curva de las bombas de agua de circulación marcará el valor para el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia.

- 5) Determinar la presión en el condensador en condiciones de referencia. Para ello se utilizarán las curvas del fabricante del condensador a partir de la temperatura y caudal de agua de circulación para las condiciones de referencia o, en su defecto, si aquellas no estuvieran disponibles o no reflejasen con sus parámetros el funcionamiento del condensador en las condiciones de la prueba y/o referencia, se calculará a partir de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface Condensers". El factor de ensuciamiento y el calor evacuado en el condensador para este cálculo serán los determinados para las condiciones de la prueba. (ver Anexo A).

4.2.2 Determinación del factor de corrección del foco frío F2

A partir de la contrapresión corregida en el condensador para las condiciones de referencia se obtendrá la potencia bruta corregida producida por la turbina WBM* en bornas del alternador. Si tales curvas no existen se utilizarán las curvas genéricas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 6.1.

Finalmente el factor F2 vale:

$$F_2 = WR / WR^* \quad (22)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (23)$$

$$WTP^* = WTP + WBM^* - WBM \quad (24)$$

Si en de los pasos del proceso de corrección por temperatura de foco frío se van a utilizar curvas genéricas de turbina según ASME y/o modelización según HEI la desviación de la temperatura de foco frío respecto a las condiciones de referencia no será superior a 3°C y la variación de la marea superior a 1,5 m respecto al nivel de marea de referencia.

En caso de no ser posible la aplicación de la corrección por temperatura del foco frío a un grupo debido a causas justificadas; en el procedimiento particularizado se introducirá un cálculo sustitutivo para el factor de corrección afectado, basado en la determinación de la presión de escape de la turbina, el cual habrá de ser aprobado por el Comité de Ensayos.

5. Cálculo de los parámetros técnicos resultantes de las pruebas

En esta sección se recoge cómo se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros técnicos de los SEIE correspondientes al coste variable de generación horario acorde con la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5.1 Costes variables de combustible

En este apartado se calculan los parámetros a(i), b(i), c(i) recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste variable de combustible que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{fun}}(i,h,j) = [a(i) + b(i) \cdot e(i,h,j) + c(i) \cdot e^2(i,h,j)] \cdot \text{pr}(i,h,j) \quad (25)$$

Siendo:

$C_{\text{fun}}(i,h,j)$: Coste variable de combustible expresado (€/h).

$e(i,h,j)$: Potencia media horaria en barras de la central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j.

- a(i) : Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- (th/h).
- b(i) : Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW)
- c(i) : Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW²)
- pr(i,h,j) : Precio medio de la termia de combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, según se define en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006.

Para el cálculo de a(i), b(i), c(i) es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) a partir de los ensayos de consumo específico.

Cada uno de los puntos a partir de los cuales se realizará el ajuste cuadrático se obtiene de los resultados de una prueba de consumo específico, de forma que, realizando las siguientes operaciones, se obtiene una pareja "consumo térmico vs potencia neta":

$$C_{ter} = \frac{CENG_{pci} \times WR}{4186,8} \quad (26)$$

Siendo:

- C_{ter} : Consumo térmico del grupo expresado (th/h).
- $CENG_{pci}$: Consumo específico neto del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).
- WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red expresada (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros a(i), b(i), c(i).

5.2 Costes de arranque y de reserva caliente

5.2.1 Coste de arranque

En este apartado se calculan los parámetros a'(i) y b'(i), recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste de arranque, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar} = a'(i) \cdot [1 - \exp(-t/b'(i))] \cdot pr(i,h,j) + d \quad (27)$$

El parámetro d no se calcula en este apartado ya que tiene carácter económico y no guarda relación con el resultado de las pruebas de rendimiento, sino con el desgaste que cada arranque produce en el grupo. Por ello, debe ser calculado en base a la información económica relativa al coste de los ciclos de revisiones.

Para calcular a'(i), b'(i) es necesario realizar un ajuste exponencial de la curva coste en termias frente a tiempo de arranque (sin tener en cuenta el parámetro d), a partir de al menos dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del coste de arranque, expresan el coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{termias} = C_{euros} \cdot 1/P \quad (28)$$

Donde:

$C_{termias}$: Coste en termias del arranque.

C_{euros} : Coste en euros del arranque.

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque definido, en el punto 3.2.1.1 (€/th).

5.2.2 Coste de reserva caliente

En este apartado se calculan el parámetro $C_{rc}(i,j)$, recogido en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{rc}(i, j) = \sum_{h_{rc}} cc_{rc}(i) \times prc(i, h_{rc}, j) \quad (29)$$

Donde:

$cc_{rc}(i)$: Consumo de combustible utilizado por el grupo i del sistema eléctrico j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente (th PCI/h).

$prc(i, h_{rc}, j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente (th PCI/h).

Para calcular el consumo de combustible en situación de reserva caliente, $cc_{rc}(i)$, se parte del coste horario de mantenimiento en reserva caliente obtenido de las pruebas de arranque con situación de reserva caliente y se opera del siguiente modo:

$$cc_{rc} = chrc / P \quad (30)$$

Siendo:

$chrc$: Coste horario de mantenimiento en reserva caliente recogido en el capítulo 3.4

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque, definido en el punto 3.2.1.1 para una situación de reserva caliente (€/th).

6. Listado de variables

6.1 Variables para los ensayos de consumo específico

6.1.1 Variables primarias

6.1.1.1 Variables medidas directamente

Medidas primarias de clase 1

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba según las condiciones especificadas en el *Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel*.

- M_f : Caudal de combustible másico en kg/h.
- T_{comb} : Temperatura de entrada del fuel a la caldera (°C).
- WTP : Potencia activa en bornas del transformador principal lado alta (kW).
- $WRET$: Potencia reactiva en bornas del transformador principal lado alta (kVAR).

- WAR : Potencia activa tomada de la red a través de transformador principal y consumida en auxiliares (kW).
- WE : Potencia activa de la red a través del transformador principal para servicios no continuos -en caso de ser WE medida en vez de determinada a partir de datos de balances la instalación-(kW).
- WRE : Potencia reactiva en bornas del alternador durante el ensayo (kVAR).
- WBM : Potencia activa en bornas del alternador durante el ensayo (kW).
- Tf : Temperatura del agua de circulación de entrada al condensador (°C).
- MACC : Caudal agua circulación -o medidas indirectas necesarias para su determinación- (m³/h)
- TACC1 : Temperatura de agua de circulación entrada condensador (°C).
- TACC2 : Temperatura de agua de circulación salida condensador (°C).
- PCond : Presión en el condensador (bara).
- NACC : Nivel del mar (m).

Las medidas eléctricas de potencia anteriores serán determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

Medidas primarias de clase 2

- Frecuencia de la red.
- Tiempo de duración de la prueba.

6.1.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg)
- η_{his} : Rendimiento del alternador a factor de potencia histórico (adimensional).
- η_{prue} : Rendimiento del alternador con factor de potencia de prueba (adimensional).
- Lprue : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de la prueba (kW).
- Lref : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de referencia (kW).
- Fi : Curvas de factores de corrección (se introducirán por puntos).

6.1.2 Listado de variables secundarias

Estas medidas serán registradas para confirmar que no han existido condiciones anormales en los ensayos. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario. Entre estas medidas se encontrarán:

- Maa : Caudal de agua de alimentación a la entrada del economizador (kg/h).
- Mcond : Caudal de condensado (kg/h).

- mvp : Caudal de vapor principal (kg/h).
- O2 : Concentración volumétrica de O2 en gases de escape medido en base seca (%).
- Tdes : Temperatura en el desgasificador (°C).
- Taa : Temperatura agua alimentación entrada economizador (°C).
- Tvp : Temperatura vapor principal entrada turbina (°C).
- Pvp : Presión vapor principal entrada turbina (barg).
- Pdes : Presión en el desaireador (barg).
- Ppc : Presión en el tanque de purga de caldera -en función de esta variable y la presión en el desaireador se calculará la purga de modo análogo al descrito en el *Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón-* (barg).
- Taai : Temperatura de agua de alimentación y condensado a la entrada y salida de los calentadores de agua de alimentación (°C).
- Text : Temperatura de vapor en las extracciones (°C).
- Pext : Presión de vapor en las extracciones (barg).
- Tdren : Temperatura drenaje de los calentadores (°C).
- Pacc : Presión agua de circulación entrada y salida del condensador (barg).

6.2 VARIABLES PARA EVALUACIÓN DE COSTES DE ARRANQUE

6.2.1 Medidas primarias

6.2.1.1 Variables medidas directamente en el ensayo

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el *Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel*.

Todas las variables que se detallan a continuación se registrarán con las condiciones de equivalentes a variables primarias de clase 2:

- T : Tiempo de duración de la prueba (h). En caso de tratarse de un ensayo de arranque con situación de parada en reserva caliente deberá registrarse por separado el tiempo de cada etapa de arranque: t1, t2, t3, t4.
- Q1 : Consumo de gas-oil (en cada una de las etapas) (kg).
- Q2 : Consumo de fuel-oil (en cada una de las etapas) (kg).
- Q3 : Consumo de gas natural (en cada una de las etapas) (m3).
- Esa : Energía eléctrica tomada del exterior (en cada una de las etapas) (kWh).
- EE : Energía eléctrica vertida a la red (en cada una de las etapas) (kWh).
- Qa : Consumo de agua desmineralizada (m3).

6.2.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances o similar...

- Pa : Precio del m³ de agua desmineralizada (€/m³).
- PCI1: Poder Calorífico Inferior del gas oil (kJ/kg).
- PCI2: Poder Calorífico Inferior del fuel oil (kJ/kg).

6.2.2 Medidas secundarias

Se verificarán los parámetros fundamentales de funcionamiento de la instalación que se consideren necesarios a fin de verificar que ésta no está funcionando de modo anormal.

- Maa : Caudal de agua de alimentación a la entrada del economizador (kg/h).
- Mcond : Caudal de condensado (kg/h).
- Mvp : Caudal de vapor principal (kg/h).
- O2 : Concentración volumétrica de O₂ en gases de escape medido en base seca (%).
- Tdes : Temperatura en el desgasificador (°C).
- Taa : Temperatura agua alimentación entrada economizador (°C).
- Tvp : Temperatura vapor principal entrada turbina (°C).
- Pvp : Presión vapor principal entrada turbina (barg).
- Pdes : Presión en el desgasificador (barg).
- Ppc : Presión en el tanque de purga de caldera -en función de esta variable y la presión en el desaireador se calculará la purga de modo análogo al descrito en el Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón- (barg).
- Taai : Temperatura de agua de alimentación y condensado a la entrada y salida de los calentadores de agua de alimentación (°C).
- Text : Temperatura de vapor en las extracciones (°C).
- Pext : Presión de vapor en las extracciones (barg).
- Tdren : Temperatura drenaje de los calentadores (barg).

En caso de tratarse de ensayos de arranque con proceso de parada en reserva caliente deberá verificarse en los intervalos estipulados que el ciclo y/o el lado de aire gases, en caso de embotellamiento por ambos lados, guardan en todo momento las condiciones térmicas de reserva caliente. Para lo cual se registrarán las siguientes variables a las que se podrán añadir las que el responsable de las pruebas juzgue necesarias:

- La presión o temperatura del calderín.
- Temperatura de metal de turbina en sus diferentes puntos de medición.
- Presión y temperatura vapor.
- Cierre de compuertas para aislamiento del lado aire/gases.

Apagado de equipos, sistemas y servidumbres no necesarias para la operación.

7. Anexo a Cálculo de la presión en el condensador en función de temperatura del agua de circulación

La obtención de la contrapresión de escape para temperaturas diferentes a la temperatura de agua de circulación registrada en el ensayo (temperatura de agua de circulación en condiciones de referencia) se realizará siguiendo el siguiente proceso, que se divide en dos partes:

- Cálculo del factor de limpieza del condensador
- Cálculo de la contrapresión de escape

El proceso de cálculo expuesto ha sido realizado basado en el HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

Cálculo del factor de limpieza del condensador

Para el cálculo de la velocidad en los tubos se partirá de la determinación de la velocidad por los tubos del condensador:

$$V_w = \frac{Q_{COND}}{A_T \cdot 3600 \cdot 62,4 \cdot S_G \cdot C_P \cdot TR} \quad (1)$$

Donde:

- V_w : Velocidad del agua de circulación por los tubos (ft/s).
- Q_{COND} : Calor evacuado al condensador (Btu/h).
- A_T : Área interior de paso del agua por los tubos los tubos (ft²).
- S_G : Densidad específica del agua de circulación a su paso por el condensador (-).
- C_P : Calor específico del agua de circulación (Btu/lb °F).
- TR : Incremento de temperatura del agua de circulación entrada/salida del condensador (°F).

El valor del área interior de paso del agua por los tubos se obtendrá a partir de los planos del condensador teniendo en cuenta el número de tubos y el espesor de los mismos. A efectos de este cálculo se considerará el total de tubos, ya que el efecto de tubos taponados se repercutirá en el factor de limpieza.

El valor de TR se determinará con:

$$TR = T_2 - T_1 \quad (2)$$

Donde T_2 y T_1 son respectivamente las temperaturas de salida y entrada de agua de circulación al condensador, expresadas en °F.

Los valores de S_G y C_P se obtendrán de tablas de propiedades termodinámicas. Se deberá tener en cuenta el grado de salinidad del agua.

El valor de QCOND se calculará con la siguiente expresión:

$$Q_{COND} = (CCPC - CCOF - Q_{CICLO} - Q_{VRF} - Q_{CALD}) \cdot 0,9478 - 31412,14 \cdot (WB + L_{prue}) \quad (3)$$

A continuación se obtendrá la diferencia logarítmica media:

$$LMTD = \frac{TR}{\ln\left(\frac{ITD}{TTD}\right)} \quad (4)$$

Con :

$$ITD = T_s - T_1$$

$$TTD = T_s - T_2$$

Donde:

- LMTD : Diferencia de temperatura logarítmica media (°F).
- ITD : Diferencia inicial de temperaturas (°F).
- TTD : Diferencia final de temperaturas (°F).
- T_s : Temperatura en el condensador por el lado vapor durante el ensayo, que se obtendrá a partir de la presión registrada en el condensador durante el ensayo (°F).

Por otro lado se calcularán los siguientes parámetros del condensador:

- U1 : Coeficiente de transferencia de calor no corregido, Btu/h ft² °F. Este valor se obtendrá con la velocidad del agua de circulación por los tubos VW y el diámetro de los tubos a partir de la figura 1 del capítulo 4 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.
- FW : Factor de corrección por temperatura de entrada del agua, (-). Este valor se obtendrá con la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador a partir de la figura 2 del capítulo 4 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.
- FM : Factor de corrección por material y galga de los tubos. Este factor se obtendrá a partir del material y la galga de los tubos a partir de la tabla 3 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

Finalmente se obtendrá el factor de limpieza del condensador F_C con la siguiente expresión:

$$F_C = \frac{Q_{COND}}{U_1 \cdot F_W \cdot A_S \cdot F_M \cdot LMTD} \quad (5)$$

Donde A_S representa la superficie de intercambio del condensador (ft^2).

Por otro lado el caudal de agua de circulación se calculará de la siguiente manera:

$$\dot{m}_{AC} = 3600 \cdot A_T \cdot 62,4 \cdot S_G \cdot V_W \quad (6)$$

Donde:

\dot{m}_{AC} = Caudal de agua de circulación (lb/h).

Cálculo de la contrapresión de escape

El cálculo de la contrapresión consiste en un proceso iterativo que tiene en cuenta la variación del calor a evacuar por el efecto de cambio de contrapresión en la turbina y la ecuación de transmisión de calor del condensador. Este proceso parte de un valor inicial supuesto de presión en el condensador en las condiciones de referencia P_{COND}^{**} , a partir del cual se irá iterando hasta que el proceso converja. A partir de este valor supuesto se realizará el siguiente proceso (Las variables de la iteración se denotarán con el superíndice '*'):

- Cálculo del calor cedido al condensador
- Cálculo del calor evacuado por el condensador

Cálculo del calor cedido al condensador

A partir de la presión en el condensador supuesta P_{COND}^{**} se determinará el calor cedido al condensador mediante la siguiente expresión:

$$Q_{CCOND}^{**} = (WB^{**} \cdot CCC^{**} + CCOF^{**} - Q_{CICLO}^{**} - Q_{CALD}^{**} - Q_{VRF}^{**}) \cdot 0,9478 - 31412,14 \cdot (WB^{**} + L_{ref}^{**}) \quad (7)$$

Donde:

$Q^{**}CCOND$: Calor cedido al condensador para la presión de condensador supuesta P_{COND}^{**} en Btu/h

WB^{**} : Potencia en bornas del alternador para la presión del condensador - supuesta P_{COND}^{**} - (kW). Este valor se obtendrá aplicando los factores de corrección de potencia, (si el factor de FC4 se calculase por presión de escape estará calculado en base a P_{COND}^{**}) recogidos en el capítulo 4.2.

CCC*['] : CCC para la presión del condensador supuesta PCOND*['] en kJ/kWh. Este valor se obtendrá aplicando los factores de corrección de CCC (el factor de corrección de CCC FC4 se calculase por presión de escape estará calculado en base a PCOND*[']) recogidos en el capítulo 4.2.

L'ref : Pérdidas en el transformador y alternador para la potencia WB*['] en (kW).

Cálculo del calor evacuado por el condensador

A partir de la presión supuesta en el condensador P_{COND}*['] y de la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador de referencia T₁*['] se obtendrán los siguientes valores:

$$T_2^{*'} = T_1^{*'} + \frac{Q_{CCOND}^{*'}}{\dot{m}_{AC} \cdot C_p}$$

$$ITD^{*'} = T_s^{*'} - T_1^{*'}$$

$$TTD^{*'} = T_s^{*'} - T_2^{*'}$$

$$LMTD^{*'} = \frac{T_2^{*'} - T_1^{*'}}{\ln\left(\frac{ITD^{*'}}{TTD^{*'}}\right)}$$

A partir de estos valores se obtendrá el calor evacuado por el condensador:

$$Q_{ECOND}^{*'} = U_1 \cdot F_W^{*'} \cdot A_S \cdot F_M \cdot F_C \cdot LMTD^{*'} \quad (8)$$

Siendo Q_{ECOND}*['] el calor evacuado por el condensador en Btu/h.

Los únicos parámetros que definen el intercambio térmico en el condensador que han cambiado respecto a al prueba son F_W*['], que se debe recalcularse para la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador de referencia y el LMTD*['] en función de las temperaturas de referencia y de la temperatura de saturación calculada a partir de P_{COND}*['].

Finalmente obtenidos Q_{ECOND}*['] y Q_{CCOND}*['] se compararán. En caso de no ser iguales se supondrá otra P_{COND}*['] y se repetirá el proceso hasta que Q_{ECOND}*['] y Q_{CCOND}*['] sean iguales.

ANEXO A.II.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de fuel

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Responsabilidad de las partes.
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - 2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas.
 - 2.3 Intercambio de información y responsabilidades.
 - 2.4 Comité de ensayos.
 3. Códigos y normas de aplicación.
 4. Definición y desglose de los costes de arranque.
 - 4.1 Desglose de coste de arranque.
 5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
 6. Condiciones generales de realización de los ensayos.
 - 6.1 Estado de la instalación.
 - 6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque.
 - 6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico.
 - 6.4 Cálculos.
 7. Documentación general de los ensayos.
 - 7.1 Recolección de muestras.
 - 7.2 Formatos de incidencias.
 - 7.3 Acta de los resultados de la prueba.
 8. Aislamiento del grupo.
 - 8.1 Aislamiento eléctrico.
 - 8.2 Interconexiones mecánicas.
 - 8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.
1. Objeto

El objeto del presente documento es establecer el procedimiento general para la realización de los ensayos necesarios conducentes a determinar los parámetros técnicos (a, b, c, a', b' y cc_{TC}) que intervienen en el cálculo de los costes variables de las Centrales Térmicas de Fuel de los SEIE.

Con anterioridad a la realización de las pruebas, se adaptarán los protocolos de ensayo generales a cada central. Esta adaptación específica para cada unidad objeto de las pruebas (procedimiento particularizado), se confeccionará por la empresa propietaria de la instalación y será revisada y aprobada por el Operador del Sistema. Las discrepancias que pudieran surgir se resolverán en el Comité de Ensayos, definido en este procedimiento. Sólo en casos puntuales y debidamente justificados la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ejercer el arbitraje pertinente, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía.

2. Responsabilidad de las partes
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria

La empresa propietaria deberá encargarse de:

- La aplicación de los procedimientos generales a cada instalación concreta, incluyendo el estudio, identificación y actuación ante las particularidades que pueda presentar cada grupo.

- El reparto justificado de consumos auxiliares y no continuos compartidos por más de un grupo.
- La realización de las pruebas y operar la planta, incluyendo el personal para la realización de las pruebas y recogida de datos.
- La instrumentación y sistema de adquisición de datos para el registro de valores de las pruebas.
- El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.
- La redacción y el envío de la documentación indicada en las secciones 5 y 7.

La empresa propietaria deberá además facilitar las tareas de supervisión durante las pruebas y aportar y justificar la información técnica que se le solicite relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.

2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realicen con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del Operador del Sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el Operador del Sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

- La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.
- La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.
- La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.
- La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.

2.3 Intercambio de información y responsabilidades

En cuanto al intercambio de información entre los sujetos involucrados en los ensayos de rendimiento y coste de arranque y sus responsabilidades asociadas se atenderá a los siguientes puntos:

1. La empresa propietaria enviará con una antelación de siete meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al Operador del Sistema.
2. El Operador del Sistema dispondrá de quince días a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada.
3. La empresa propietaria y el Operador del Sistema dispondrá de un plazo de una semana para consensuar, a través del Comité de Ensayos, el cierre de los comentarios realizados y llegar a acuerdos sobre las posibles discrepancias surgidas en la adaptación de los procedimientos.

4. En los casos puntuales de discrepancias no resueltas en el seno del Comité de Ensayos, sin cuya resolución no es posible llevar a cabo los ensayos, el Comité de Ensayos podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que ejerza el pertinente arbitraje, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Para ello, se remitirá un informe justificativo de dichas discrepancias no resueltas. Durante este proceso, se podrá convocar a los miembros del Comité de Ensayos para recabar cuantas aclaraciones se estimen oportunas.
5. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas sobre el grupo a ensayar teniendo en cuenta los posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, en base al procedimiento particularizado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del Operador del Sistema.
6. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al Operador del Sistema en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo.
7. El Operador del Sistema remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince (15) días a partir de su recepción.
8. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el Operador del Sistema, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al Operador del Sistema. Este acta llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes. Asimismo se incluirá un informe justificativo argumentando las discrepancias y, en su caso, los comentarios realizados por el Operador del Sistema.
9. El Operador del Sistema elaborará un informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas que remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria en el plazo de una semana desde la recepción del acta final de las pruebas. El informe de supervisión deberá contener al menos:
 - Acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso que proceda).
 - Cálculo de contraste, siendo éste un cálculo paralelo del rendimiento de cada grupo ensayado para comprobar los resultados finales.
 - Argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).
 - Conclusiones.

2.4 Comité de ensayos

A fin de coordinar y gestionar el intercambio de información entre las partes en las diferentes etapas del proceso descrito, así como llegar a acuerdos en las posibles discrepancias y comentarios que pudieran surgir, se constituirá el Comité de Ensayos.

El Comité de Ensayos estará formado por un responsable de cada una de las partes (empresa propietaria y Operador del Sistema), pudiendo contar con sus equipos de asesores técnicos cuando sea necesario. Dichos responsables serán los encargados de:

- Gestionar el intercambio de documentación e información y distribuirla entre sus respectivas partes.
- Resolver las posibles discrepancias en la adaptación de los procedimientos a cada central.

- Gestionar la agenda de reuniones necesarias para la resolución de comentarios, discrepancias, aclaraciones...
- Firma de las actas de las pruebas.
- Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía.
- Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía las fechas de realización de las pruebas con una antelación mínima de un mes.

El Comité de Ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento particularizado) siendo responsabilidad de la empresa propietaria iniciar el contacto con el Operador del Sistema.

3. Códigos y normas de aplicación

El presente procedimiento constituye la norma general de aplicación para la realización de ensayos y ulterior tratamiento de resultados, y ha sido preparado teniendo en cuenta lo señalado en los siguientes códigos:

- MINISTERIO DE INDUSTRIA Procedimiento de Ensayos de Consumos Específicos y Costes de Arranque en Centrales Térmicas de Fuel (1987).
- ANSI/ASME PTC 4 Steam Generating Units.
- ANSI/ASME PTC 6.1 Interim Test Code for an Alternative Procedure for Testing Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 6 Performance Test Code on Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 23 Atmospheric Water Cooling Equipment.
- ANSI/ASME PTC 19 Instruments and Apparatus.
- ANSI/ASME PTC 46 Performance Test Code on Overall Plant Performance.

Estos códigos, junto con los que se detallan a continuación, serán utilizados como bibliografía de consulta para resolver dudas de aplicación que pudiesen surgir en la realización de los ensayos:

- ANSI/ASME PTC 1 General Instructions.
- ANSI/ASME PTC 2 Definitions and Values.
- ANSI/ASME PTC 3.2 Diesel and Burner Fuels.
- ANSI/ASME PTC 4.3 Air Heaters.
- ANSI/ASME PTC 6A Appendix A to Test Code for Steam turbines.
- ANSI/ASME PTC 65 Procedures for Routine Performance Test of Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 12.1 Closed Feedwater Heaters.
- ANSI/ASME PTC 12.2 Steam Surface Condensers.
- ANSI/ASME PTC 12.3 Deaerators.
- ANSI/ASME PTC 19.1 Test Uncertainty.
- ANSI/ASME PTC 19.2 Pressure Measurement.

- ANSI/ASME PTC 19.3 Temperature Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.5 Flow Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.6 Electrical Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.7 Measurement of Shaft Power.
- ANSI/ASME PTC 19.8 Measurement of Indicated Power.
- ANSI/ASME PTC 19.10 Flue and Exhaust Gas Analyses.
- ANSI/ASME PTC 19.11 Steam and Water Sampling. Conditioning and Analysis in the Power Cycle.
- ANSI/ASME PTC 19.12 Measurement of Time.
- ANSI/ASME PTC 19.13 Measurement of Rotary Speed.
- ANSI/ASME PTC 19.14 Linear Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.16 Density Determinations of Solids and Liquids.
- ANSI/ASME PTC 20.3 Pressure Control Systems Used on Steam Turbine Generator Units.
- ANSI/ASME PTC 39.1 Condensate Removal Devices for Steam Systems.

4. Definición y desglose de los costes de arranque

Se consideran los estados básicos en los que se puede encontrar un grupo térmico durante el funcionamiento, cuya definición es la siguiente:

- Carga Mínima.
Se entiende por Carga Mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política Energética y Minas y utilizado por el grupo a prueba para su inclusión en el despacho de generación. Este valor será recogido en los procedimientos particularizados adaptados para cada planta.
- Estado de Marcha.
Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es igual o superior a la carga mínima.
- Estado de Paro.
Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a Carga Mínima del grupo.
- Estado de Reserva Caliente.
Se define este estado como aquella situación en que un grupo desacoplado de la red mantiene las condiciones térmicas del ciclo agua-vapor (temperatura mínima de metal de la turbina de vapor) mediante el aporte del calor necesario, con el fin de minimizar su tiempo de arranque.
- Estado de Embotellamiento.
Se define este estado como la condición que adopta un grupo, tanto en lado vapor como en el lado gases, para minimizar las pérdidas térmicas después de una parada del mismo. La posibilidad de embotellamiento total (agua-vapor y gases) o parcial (agua-vapor) será verificada previamente a la realización de las pruebas para cada unidad.

- Arranque.

Se define como "arranque" de un grupo térmico al proceso de pasar de un estado de marcha en condiciones de Carga Mínima, a otro también de Carga Mínima, pasando por el estado de paro y desacople de la red.

El arranque del grupo térmico comprende las dos secuencias de operación siguientes:

- Proceso de Parada.

Comprenderá la parte del arranque entre el estado inicial de Carga Mínima, la bajada de carga, parada y desacople de la red y el comienzo de la primera maniobra para volver a poner en carga el grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.

- Proceso de Puesta en Carga.

Comprenderá la parte del arranque desde el final del proceso de parada con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la Carga Mínima del grupo.

En relación con los procesos anteriores se definen los tiempos y costes siguientes:

- Tiempo de Arranque.

Se define como la duración en horas de un proceso de arranque completo; suma de los tiempos de Parada y de Puesta en Carga.

- Tiempo de Parada.

Se define como el tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a Carga Mínima y se inició un Proceso de Arranque hasta que se ordena comenzar un Proceso de Puesta en Carga.

- Tiempo de Puesta en Carga.

Se define como el tiempo transcurrido desde que se da la orden de comenzar un proceso de Puesta en Carga hasta que se alcanza la Carga Mínima.

- Coste de Arranque.

Se define como coste de un arranque la suma de todos los costes producidos en este proceso.

Se considera la Carga Mínima como carga de referencia para las situaciones inicial y final del proceso de arranque, tal y como ya ha sido definido.

- Coste de Puesta en Carga.

Se define como coste de puesta en carga el incurrido durante dicho proceso.

- Coste horario de Mantenimiento en Reserva Caliente.

Se define como el coste necesario para mantener un grupo en reserva caliente durante una hora.

4.1 Desglose de coste de arranque

La situación de arranque de un grupo termoeléctrico significa a efectos de coste las siguientes etapas diferenciadas:

- Etapas 1: Corresponde a la situación de bajada de carga del grupo desde Carga Mínima hasta el desacople de la unidad.
- Etapas 2: Corresponde al periodo comprendido entre desacople de la unidad y el inicio de la etapa siguiente.

Etapa 3: Incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad.

Etapa 4: Corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la Carga Mínima.

En cada una de las etapas reseñadas, que definen la situación de un arranque normal, se producen los siguientes costes diferenciados a analizar en los presentes procedimientos:

Etapa 1: En esta etapa los costes se refieren a dos tipos de energía:

La primera corresponde al consumo de combustible, desde el inicio de bajada de carga a partir de la Carga Mínima hasta el desacoplamiento de la unidad.

La segunda se refiere a la diferencia entre la energía eléctrica vertida a la red y la consumida en servicios auxiliares tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del Consumo Específico Neto a Carga Mínima.

Etapa 2: El coste se integra por los dos tipos de energía siguientes:

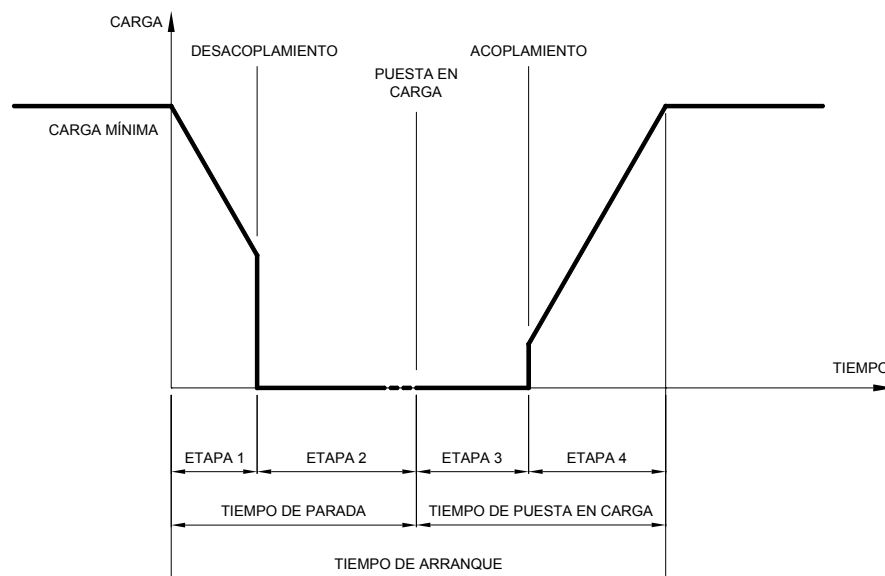
Energía calorífica suministrada por el combustible durante la Etapa.

Energía eléctrica suministrada por el exterior y valorada en su equivalente calorífico al Consumo Específico Neto a la Carga Mínima.

Etapa 3: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 2.

Etapa 4: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 1.

La evaluación de los parámetros que se han definido anteriormente, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque vienen establecidos en el Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al Operador del Sistema las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este documento. Con el envío al Operador del Sistema de los procedimientos particularizados se incluirá al menos:

- Objeto, identificación y breve descripción de la instalación sometida a pruebas.
- Declaración de cargas mínima y máxima del grupo y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos los puntos de medición y toma de muestras. Listado clasificado de medidas y posibles medidas adicionales necesarias.
- Particularizaciones (en los casos que proceda por configuración singular de la central) de la formulación del procedimiento general para la instalación particular. Deberá respetarse la nomenclatura del procedimiento general.
- Verificación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y hojas de datos de los instrumentos para tomar medidas primarias.
- Documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos de calibración recogidos en la sección 4 del *Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel*.
- Lista de válvulas para aislamiento efectivo de la instalación. Posición de las válvulas en los sistemas principales durante la prueba. Posición de los interruptores en el diagrama unifilar durante la prueba.
- Criterios de reparto y factor de utilización a efectos de cálculo de consumo específico de auxiliares y servicios comunes.
- Resumen de la secuencia de parada y arranque para los ensayos de arranque programados.
- Información técnica relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.
- Valores finales justificados con registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran (niveles de purga, exceso de aire de caldera).

Adicionalmente a lo anterior, se remitirá anexada la documentación siguiente:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación "as built") siguientes:
 - Vapor principal y recalentado.
 - Condensado y agua de alimentación.
 - Purgas de caldera y turbina.
 - Vapor auxiliar.
 - Agua desmineralizada.

- Agua de circulación.
 - Aire-gases caldera.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilar.
- b) Balances térmicos del grupo (o en su defecto de ciclo de turbina) a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100% de carga). Si el ciclo en su operación normal no opera según algún parámetro de los balances deberá identificarse y justificarse mediante argumentación técnica y registros históricos.
- c) Curvas suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico y potencia generada en turbina debido a todos los efectos
- d) Registro de consumos específicos históricos del grupo a diferentes cargas para el periodo de cuatro (4) años anterior a la realización de las pruebas
- e) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.
- f) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera.
- g) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. La serie histórica de datos contendrá registros día a día de temperatura seca media, mínima y máxima, humedad relativa media, mínima y máxima y velocidad del viento media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.
- h) En los casos de circuito de refrigeración abierta, serie histórica de la temperatura del medio en el punto de captación con datos diarios de temperatura media, mínima y máxima. También se requiere un histórico con los niveles de marea medio máximo y mínimo. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica o emplazamiento que posea condiciones más similares.
- i) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador.
- j) Exceso de oxígeno (o de aire) con el que habitualmente operan a distintas cargas, indicando si llevan o no apoyo de combustible (gasoil) para estabilización de la llama.
- k) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervengan en las pruebas.
- l) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores principal y de auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.
- m) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo.
- n) Manuales de operación y secuencias de arranque.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones:

- o) Listado de instrumentos del grupo.
- p) Detalle de montaje de instrumentos.
- q) Hojas de datos de mantenimiento de calibración de instrumentos que lo requieran.

- r) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- s) Otros datos explícitamente solicitados en este documento.

Adicionalmente el Comité de Ensayos discutirá, en función de las medidas de contraste secundarias, la necesidad de planos de dimensiones específicos de:

- Tanque de almacenamiento de agua del desaireador, tanques de fuel y de agua desmineralizada.
- Tanque de reserva de condensado.
- Tanque de goteo o similar.
- Tanque de recogida de retornos de fuel.
- Croquis de dimensiones de los conductos de humos a la salida de los precalentadores regenerativos de aire, con indicación de las conexiones existentes para toma de muestras de gases e instalación de termopares.
- Croquis de dimensiones de los conductos de aire a la entrada de los precalentadores regenerativos de aire, con indicación de las conexiones disponibles existentes.
- Superficie de paredes externas de caldera con indicación de su situación (intemperie o cubierta).

Si alguna de la documentación citada en este apartado se considerase necesaria y no estuviera disponible, deberá ponerse en conocimiento del Comité de Ensayos para buscar procedimientos alternativos que compensen su falta.

6. Condiciones generales de realización de los ensayos

Para la realización de las pruebas se verificará mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el Operador del Sistema considere necesarias para el cumplimiento de este procedimiento, que la instalación opera en condiciones adecuadas de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y coste de arranque.

6.1 Estado de la instalación

La instalación sometida a pruebas deberá encontrarse en condiciones de conservación adecuadas para la operación, lo cual incluirá comprobar el cumplimiento con el programa de mantenimiento definido para la instalación.

Si de las pruebas se derivan valores de los parámetros de consumo específico y costes de arranque que superen a los históricos en más de un 10% el Operador del Sistema, como supervisor de las pruebas, podrá solicitar justificación por ello, reflejándose en el acta de la prueba.

Los elementos a verificar y la metodología a seguir se especifican en los diferentes apartados de este capítulo.

6.1.1 Estado del condensador

El estado de limpieza del condensador se verificará mediante las siguientes comprobaciones:

- Verificación de que la presión por el lado vapor en el condensador y las temperaturas de entrada y salida del condensador del agua de circulación están dentro de los valores normales de operación del condensador.
- Comprobación, mediante inspección del mapa de tubos taponados, de que el número de tubos taponados está por debajo del valor garantizado para rendimiento en el punto de diseño del condensador.

- Registro, en los diarios de mantenimiento, de la última operación de inspección y limpieza manual de las cajas de agua y de los tubos en la última parada general de la planta.
- Comprobación, mediante la comparación con las curvas del fabricante, de la pérdida de carga a través de los tubos del condensador. Un elevado valor de pérdida de carga puede indicar un número excesivo número de tubos taponados.
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de limpieza de tubos del condensador (si existe).

6.1.2 Estado de la caldera

El estado de las superficies de intercambio y equipos de la caldera se verificará mediante, al menos, los siguientes puntos:

- Verificación de que las temperaturas de salida por el lado gases y las temperaturas del vapor están dentro de las condiciones normales de operación.
- Registro en los diarios de mantenimiento de la última operación de inspección y limpieza de los tubos de caldera.
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de soplado de hollín de los tubos de caldera.
- Comparación, en su caso, de los consumos eléctricos de los equipos de impulsión de aire-gases con los del histórico o valores normales de operación o, en su caso, los de garantía.

6.1.3 Estado de los calentadores de agua de alimentación

Para comprobar que el estado de limpieza de los calentadores de agua de alimentación es adecuado se verificará que la presión por el lado vapor en el calentador y las temperaturas de entrada y salida del calentador del agua de alimentación están dentro de los valores normales de operación del equipo, respecto a lo recogido en los balances.

6.1.4 Estado del resto de equipos principales

Por su repercusión en los resultados se verificará el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante de, al menos, los siguientes equipos:

- Bombas de agua de circulación.
- Bombas de agua de alimentación.
- Bombas de condensado.
- Bombas de vacío del condensador o eyectores.

6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque

Se realizarán al menos dos (2) ensayos de arranque para cada tiempo de arranque, (8,16 y 60 horas). Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular. La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

Los ensayos de arranque con estado de reserva caliente serán un mínimo de dos (2), con un tiempo de ensayo de ocho (8) horas.

El proceso de arranque deberá realizarse según la secuencia habitual que lleve a cabo la instalación, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación de la central.

Los ensayos de arranque se realizarán con el mantenimiento del grupo en estado de embotellamiento del ciclo agua-vapor para minimizar las pérdidas de calor después de la parada, como es práctica habitual en estas centrales. La posibilidad de realización de embotellado, tanto del lado vapor como del lado aire-gases, será establecida con anterioridad a la realización de las pruebas por el Comité de Ensayos.

La posibilidad de mantenimiento de la reserva en caliente será establecida para cada grupo con anterioridad a la realización de las pruebas por el Comité de Ensayos.

Durante la parada en reserva caliente, cuando ésta fuera factible, las condiciones térmicas del grupo serán controladas cada 5 minutos con la instrumentación de la planta, a fin de verificar que las condiciones térmicas del embotellado son mantenidas.

6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico

Los ensayos de consumo específico tienen como objeto determinar el consumo específico neto de cada grupo en las condiciones en que se realice el ensayo, así como la corrección de este consumo específico a unas condiciones de referencia previamente definidas. Estas condiciones de referencia serán las condiciones medias del emplazamiento y se determinarán a partir del tratamiento estadístico de los registros históricos y de los datos recogidos en los distintos grupos objeto de las pruebas.

Las condiciones para la realización de los ensayos se detallan a continuación:

- Los ensayos de consumo específico se realizarán a tres cargas operacionales del grupo, sin combustible de apoyo: 100%, Carga Intermedia y Carga Mínima. La Carga Intermedia se establecerá en torno al 75% de la Carga Máxima. Se realizarán al menos dos (2) ensayos de consumo específico a cada carga especificada. Además, para aquellos grupos que lo requieran por particularidades de la operación habitual, se realizarán ensayos de consumo específico con combustible auxiliar (fuel) en el rango de funcionamiento de este combustible siguiendo el *Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel*.
- La empresa propietaria debe aportar los datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán coincidir con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de Energía. La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia de la sala de control. Durante la prueba se comprobará que la oscilación de la potencia respecto de la media es inferior al 1%. En casos excepcionales podrá permitirse una oscilación hasta del 5%.
- No se podrá realizar consecutivamente dos ensayos a la misma carga
- Las potencias de los ensayos no podrán diferir de la carga especificada para la prueba más de un 5%
- Las condiciones de realización del ensayo serán tan próximas como sea posible a las de referencia (condiciones medias del emplazamiento), para reducir al mínimo los factores de corrección. En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección. El combustible utilizado durante los ensayos será el que se establezca por medio de Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se realizarán las pruebas de rendimiento. Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones del foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.

- Los ensayos deberán realizarse con una generación de potencia reactiva estable. El factor de potencia será el valor medio registrado en el último año de operación y lo fijará el Operador del Sistema. En caso de que fuese imposible fijar este factor, las pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua. El factor de potencia de dos ensayos a la misma carga no podrá variar más de un 5%.
- Los parámetros de operación de los grupos sometidos a pruebas deberán ajustarse, durante los ensayos, a las condiciones de operación normales (recogidas en los balances, registros históricos, hojas de funcionamiento, etc.) en lo relativo a exceso de aire empleado, caudal de agua de circulación, niveles de purga para mantenimiento de la calidad de agua en el ciclo, caudal de aporte, alineamiento de válvulas, etc. Las posibles excepciones serán debidamente identificadas, justificadas e incluidas en los procedimientos particularizados. Tampoco se realizarán sopladors durante la realización de las pruebas.
- Las series de datos de las variables recogidas en cada ensayo deberán estar dentro de los rangos de fluctuaciones indicados en la siguiente tabla.

Parámetro	Variación pico-valle	Variación respecto a la media
Flujo de Agua de alimentación	6%	± 3%
Presión en Vapor Principal >35 bara <35 bara	4% 1,4 bar	± 3% ± 1 bar
Flujo de Vapor	4%	± 3%
%Volumen O ₂ salida precalentadores	0,4 puntos de O ₂	± 0,2 puntos de O ₂
Temperatura del vapor	11°C	± 5,5 °C
Flujo de combustible	10%	N/A
Temperatura de agua de alimentación	11 °C	± 5,5 °C
Potencia de salida	1.8%	± 1% excepcionalmente el ± 5%
Presión del desaireador	6%	± 3%

- La posición de las válvulas de control de turbina del grupo será la que resulte necesaria para el control de carga para mantener la potencia seleccionada. En cada ensayo se tomará nota de dicha posición, quedando prohibido ajustar la posición de las válvulas, de manera que cada ensayo se realizará en puntos de carga y no en puntos de apertura de válvulas. En caso de que la Carga Mínima coincidiera con un punto de apertura de válvula, el ensayo se realizará a una carga un 5% mayor.
- Aquellos grupos diseñados para funcionar en presión deslizante y que habitualmente operan de este modo, mantendrán dicha forma de operación para los ensayos. La misma filosofía se aplicará a grupos con funcionamiento híbrido.

- Al comienzo, durante la realización y al final de cada ensayo se registrará la calidad del agua de caldera. El total de sílice no podrá registrar incrementos sostenidos a lo largo del ensayo; sino sólo los erráticos propios de la medida. El nivel de purga del calderín será el normal de explotación teniendo en cuenta los registros históricos y las hojas de datos de funcionamiento de la caldera.
- No se soplará la caldera durante los ensayos. En casos debidamente justificados, al comienzo de cada ensayo, se procederá a realizar un ciclo de soplado anotándose los caudales de vapor de soplado, cuando éste sea el agente de soplado, o midiendo las potencias eléctricas consumidas en este servicio, cuando el agente de soplado sea aire o agua. A los servicios auxiliares que requieran vapor en las condiciones operacionales se les suministrará vapor durante las pruebas.
- Se comprobará que la posición de las válvulas de aislamiento sea la adecuada para una correcta explotación de la instalación y, en todo caso deberán estar de acuerdo con las instrucciones del fabricante de los equipos y las normas y recomendaciones que sean de aplicación. Ninguna válvula de drenajes de emergencia de los calentadores estará abierta ni se abrirá durante el ensayo. En caso de que en alguna de ellas existiera fuga se deberá aislar con la válvula manual de aislamiento, tomando las precauciones de seguridad que esta acción requiera (principalmente vigilancia del nivel de condensado en el calentador).
- El grupo deberá aislarse de otros que hubiera en la misma central.
- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diesel de emergencia, caldera auxiliar o cualquier otro equipo ajeno a la operación normal en carga del grupo.
- A fin de fijar el exceso de oxígeno (o de aire) de operación de caldera, la propiedad situará el valor en aquel que estime conveniente antes del comienzo de la prueba, no modificándolo durante la realización del ensayo. El exceso de aire estará dentro de los valores normales de operación de acuerdo con las hojas de datos de funcionamiento de caldera y los registros históricos.
- Cada ensayo tendrá una duración mínima de dos (2) horas, siendo rechazables aquellos en que la duración sea menor por motivos imprevistos.
- La frecuencia de lecturas para variables primarias y secundarias será de 1 minuto para las recogidas mediante el sistema de control. Cuando sea necesario tomar medidas manuales se establece una frecuencia de toma de datos de 5 minutos para variables primarias de clase 1 (excepto el caudal de agua de alimentación que será de 3 minutos) y de 10 minutos para las variables primarias de clase 2 y variables secundarias. El registro de las medidas de niveles de tanques y de energía activa y reactiva sólo será necesario realizarlo al principio y al final del ensayo.
- Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel.*
- Aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas, de acuerdo a la tabla anterior, de los parámetros operacionales serán rechazadas. Con el fin de limitar estos rechazos al mínimo se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo a un ensayo.
- El periodo de estabilización concluye cuando se alcanza la estabilidad, según se indica en la tabla de variación respecto a la media, de los parámetros de funcionamiento, y dicha estabilidad se mantiene durante una (1) hora. Para este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.

6.4 Cálculos

La evaluación de los parámetros objeto de este procedimiento de prueba, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque se han desarrollado en el *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel*.

7. Documentación general de los ensayos

De toda la documentación generada en la recogida de datos durante el ensayo, sea en formato electrónico o sobre papel, se harán dos copias que llevarán su respectiva identificación. Una de ellas será entregada al supervisor de las pruebas y la otra al Titular de la instalación. Cada una de estas partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de carbón, escorias y cenizas. Esta recogida se realizará de acuerdo con el procedimiento establecido.

Una vez realizado el acopio de las muestras, se seleccionarán tres muestras de cada componente muestreado y se introducirán en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el Operador del Sistema, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

7.2 Formatos de incidencias

Cualquier incidencia durante la realización de los ensayos o de su posterior tratamiento será recogida en los correspondientes formatos de incidencias.

7.3 Acta de los resultados de la prueba

El acta de resultados de la prueba incorporará el siguiente contenido:

- Resumen o Sumario de la Prueba, dando información general sobre la planta, objeto de la prueba, fecha y duración de ésta, resumen de los resultados principales y cualquier incidencia o desviación con respecto al procedimiento aprobado, que se haya acordado entre las partes en el momento de realizar los ensayos.
- Introducción, incluyendo información adicional de carácter general que no se haya incluido en el Sumario. Esta información general se referirá a:
 1. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.
 2. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.
 3. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
 4. Condiciones particulares que se hayan acordado entre las partes para la realización de la prueba, que por su extensión no se hayan recogido en el Sumario.
 5. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
 6. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.
- Cálculos y Resultados basados en el *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel*,

adaptado para cada central. Además se incluirá cualquier otro cálculo especial que haya sido necesario realizar para la obtención de los resultados. Este apartado deberá incluir también la comparación de repetibilidad de las series de ensayos que se llevan a cabo para cada prueba.

- Instrumentación de la prueba, incluyendo la siguiente información:
 1. Lista general de instrumentos usados, indicando tipo y modelo.
 2. Descripción de la localización de los instrumentos.
 3. Descripción de los medios usados para la toma de datos de medida en cada localización.
 4. Identificación de los instrumentos usados como referencia.
 5. Descripción general del sistema de adquisición de datos utilizado.
 6. Hojas de los resultados de la calibración de los instrumentos utilizados y certificados de calibración de los mismos.
- Conclusiones, con una discusión más detallada que pudieran presentar algunos resultados de los ensayos realizados, incluyendo también posibles cambios en el Procedimiento General de Prueba, entendido como lecciones aprendidas para otras pruebas posteriores en otras plantas.
- Formatos de incidencias y/o discrepancias.

Anexos tales como hojas de datos de equipos principales, curvas o factores de corrección utilizados, copia de los registros de medidas, resultados de los análisis de combustible en laboratorio, etc.

8. Aislamiento del grupo

8.1 Aislamiento eléctrico

Con el fin de poder determinar los consumos eléctricos en auxiliares del grupo ensayado las alimentaciones a las barras de servicios eléctricos auxiliares se dispondrán de tal manera que siempre sea posible determinar, mediante los correspondientes contadores de energía, el consumo de cada grupo.

En caso de no poder realizarse lo anterior, se llevará a cabo un reparto ponderado por potencia generada entre los grupos que tengan servicios auxiliares comunes.

8.2 Interconexiones mecánicas

Aquellas interconexiones mecánicas existentes entre grupos para arranques serán identificadas. Los intercambios entre grupos durante los arranques serán cuantificados y cargados al grupo que se arranca.

Durante los ensayos de consumo específico no se permitirá la interconexión entre diversos grupos. Si existiesen dichas interconexiones y, por lo tanto, equipos comunes, se establecerá un procedimiento especial, tanto para su funcionamiento como para la asignación de la potencia eléctrica consumida en caso de que la hubiese.

Además de aquellas interconexiones que se señalen en cada caso particular, se pondrá especial cuidado en aislar los siguientes sistemas de cada grupo:

- Vapor auxiliar.
- Vacío del condensador, si estuviera interconectado.
- Recalentado frío y/o vapor de cierres si estuviera interconectado.

- Aire de servicios e instrumentos.
- Agua de servicios.
- Fuel y gasoil.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación

Durante cada ensayo se mantendrá aislada la aportación de fuel desde los tanques de almacenamiento al tanque diario o de retornos del grupo que se ensaya a los tanques de almacenamiento.

La aportación de agua al ciclo se mantendrá en operación durante todo el tiempo que dure cada ensayo. Sin embargo el tanque de reserva de condensado se aislará fehacientemente de la aportación de agua desmineralizada.

ANEXO A.II.3

Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Procedimientos de medida.
 - 2.1 Clasificación de variables.
 - 2.2 Redundancia.
 - 2.3 Recogida de datos.
 - 2.4 Comprobación de la instrumentación.
 - 2.5 Requisitos básicos de instrumentación.
3. Procedimiento para la toma de muestra.
 - 3.1 Toma de muestras de fuel.
 - 3.2 Variables fundamentales de cálculo.
4. Calibración de los instrumentos.
 - 4.1 Instrumentos exentos de calibración.
 - 4.2 Requisitos de calibración.
 - 4.3 Instrumentación de calibración.

1. Objeto

El objeto de este documento es fijar el método utilizado para la toma de medidas, con el fin de obtener los datos necesarios para realizar los cálculos expuestos en el *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel*.

Como criterio general con el fin de reducir costes y facilitar el proceso, siempre que la instrumentación de la planta objeto de las pruebas cumpla con los requisitos de precisión necesarios será ésta la empleada en la toma de medidas. Las condiciones que se requieren de la instrumentación están recogidas en la sección 2 de este documento. En caso de que la instrumentación de la planta no cumpla los requisitos adecuados o no se disponga de alguna instrumentación deberá preverse la instrumentación adicional e instalarse en los puntos necesarios previamente a la realización de los ensayos.

2. Procedimientos de medida

2.1 Clasificación de variables

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir diferentes especificaciones según pertenezca a cada uno de los siguientes grupos recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46:

- Variables primarias: Son variables empleadas en los cálculos. Se dividen en variables primarias de clase 1 y variables primarias de clase 2. Las variables primarias de clase 1 son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa mayor o igual de 0,2. Las variables primarias de clase 2 tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor de 0,2. El coeficiente de sensibilidad de una variable indica la variación del resultado del ensayo respecto a un incremento unitario de esa variable. La definición matemática del coeficiente de sensibilidad relativo se encuentra en ANSI/ASME PTC 19.1.

- Variables secundarias: Se trata de variables que no intervienen en los cálculos y se procede a su medida sólo para verificar (en los casos que proceda) que se encuentran en un rango que no invalida las condiciones de realización de las pruebas. Para estas variables no se fijan requisitos especiales de sensibilidad, salvo que se especifique lo contrario. Sin embargo se requerirá verificación de la salida del instrumento previa a la prueba. Esta verificación podrá ser mediante calibración en planta. La calibración no será obligatoria si se dispone de instrumentación de contraste.

2.2 Redundancia

Se entiende por medidas redundantes aquellas que son equivalentes y disponen de la calidad suficiente, aunque los equipos de medida tengan diferente localización.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2. No se requiere instrumentación redundante en instrumentos medidores de flujo y de medida eléctrica

La redundancia debe ser realizada preferentemente mediante instrumentos situados en la misma ubicación, aceptándose otra diferente si la variable que se está evaluando es conservativa. Si existe instrumentación local en la ubicación, ésta podrá utilizarse para comprobar el correcto funcionamiento de los instrumentos utilizados.

No obstante, para variables primarias de clase 2, podrán hacerse excepciones debidamente justificadas, por excesivo coste o dificultad técnica, al requisito de redundancia para cada planta particular, que se deberán recoger en cada procedimiento particularizado.

2.3 Recogida de datos

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central. Sólo para variables en que no se disponga de ningún sistema automatizado de registro de datos se procederá a la toma de datos manual, siempre que se cumplan todos los requisitos necesarios de precisión, redundancia y frecuencia de lecturas registradas. Los instrumentos locales también podrán ser utilizados para comprobar el correcto funcionamiento del sistema de recogida de datos del sistema de control.

Para la recogida de datos desde el Sistema de Control Distribuido (en caso de existir) se establecerán las frecuencias de recogida de valores especificadas y se eliminará la tolerancia de filtrado que hace al sistema de control ignorar el cambio en el valor de la lectura si la variación respecto al anterior registro es inferior a una cantidad. Esta cantidad deberá a ser nula o al menos 4 órdenes de magnitud inferior a la medida, a fin de no influir en los resultados.

Los valores finales suministrados deberán ser valores promedio corregidos (en los casos que proceda) por calibración de instrumentos, corrección del cero, presión barométrica, temperatura ambiente, etc. (en unidades de ingeniería). Para variables primarias, se remitirá la señal primaria del instrumento realizándose posteriormente la transformación y cálculos necesarios. Para estas variables primarias también podría aceptarse la medida en unidades de ingeniería corregida por el sistema de control sólo en caso de que se verifique que los todos los cálculos intermedios y mecanismos de transformación de señal son rigurosos de acuerdo a lo recogido en los diferentes códigos ANSI/ASME PTC relativos a la medida de temperatura, caudal, presión, etc.

2.4 Comprobación de la instrumentación

Antes del comienzo de las pruebas se comprobará el correcto funcionamiento e instalación de los instrumentos que se usen en las mismas.

La Central dispondrá y facilitará la documentación correspondiente para la comprobación de la calibración de los elementos de medida, presión, temperatura, caudal y nivel, así como para realizar las correcciones necesarias. También facilitará los instrumentos necesarios para medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación.

Como norma general, si no se especifica lo contrario, cuando se defina una incertidumbre máxima para la determinación de una variable, ésta incluirá tanto la incertidumbre del instrumento propiamente dicha como la de sistema de acondicionamiento de señal, de forma que la combinación de ambas incertidumbres (instrumento sensor y equipo acondicionador de señal) ha de ser menor que el valor especificado.

2.5.1 Mediciones de presión

Las medidas de presión se harán preferiblemente por medio de transmisores que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de presión recomendado es mediante instrumentos electrónicos. Todos los cables de estos equipos deben ser puestos a tierra con el fin de derivar cualquier corriente inducida desde equipos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales como manómetros o balanzas de pesos muertos, etc., siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.1.1 Requerimientos de precisión

Las variables primarias de clase 1 serán medidas con transmisores de presión con una incertidumbre total máxima de 0,3% en el rango de calibración. Estos transmisores de presión deberían ser compensados por temperatura. Si la compensación por temperatura no es posible, la temperatura ambiente en la localización de la medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración para determinar si el descenso en la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 deberán ser medidas con transmisores de presión de 0,5% de incertidumbre máxima en el rango de calibración. Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

2.5.1.2 Tipos de transmisores de presión

Se recogen tres tipos de transmisores de presión:

- Transmisores de presión absoluta.
- Transmisores de presión manométrica.
- Transmisores de presión diferencial.

Transmisores de presión absoluta

Los transmisores de presión absoluta miden la presión referenciada al cero absoluto de presión. Deberán ser usados para medir presiones cuyo valor sea igual o inferior a la atmosférica. Estos instrumentos también pueden ser usados para medir presiones superiores a la atmosférica.

Transmisores de presión manométrica

Los medidores de presión manométrica sólo serán utilizados para medir presiones cuyo valor sea superior a la atmosférica. La presión atmosférica de referencia será medida mediante un transmisor de presión absoluta.

Transmisores de presión diferencial

Estos dispositivos son utilizados donde el flujo es determinado mediante una medida de presión diferencial.

2.5.2 Medidas de temperatura

Las medidas de temperatura se harán preferiblemente por medio de transmisores de temperatura que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de temperatura recomendado es mediante procedimientos electrónicos. Todos los cables de señal de la instrumentación deberán ser puestos a tierra para derivar cualquier corriente inducida por instrumentos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales, siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.2.1 Precisión

Todos los instrumentos utilizados en la medida de variables primarias de clase 1 deben tener una incertidumbre no superior a 0,25 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre no superior a 0,5°C para temperaturas de más de 90°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no superior a 1,5°C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre no superior a 2,5°C.

2.5.2.2 Dispositivos medidores de temperatura

- Termómetros.
- Termopares.
- Termorresistencias.

Termómetros

El uso de termómetros queda restringido a aquellas medidas cuyo número de lecturas y su frecuencia sea reducida. Deberán ser usados a la misma profundidad de inmersión que la usada en la calibración, o aplicar la corrección recogida a este respecto en el código ANSI/ASME PTC 19.3.

Termopares

Los termopares serán utilizados para medir la temperatura de cualquier fluido por encima de 90 °C. La máxima temperatura dependerá del tipo de termopar y del material del revestimiento utilizado.

Para rangos de temperaturas entre 90 °C y 760 °C se recomiendan termopares tipo E. Si la temperatura se encuentra entre 760 °C y 1350 °C se recomiendan termopares tipo K. No obstante se permitirá el uso de cualquier dispositivo que cumpla los requerimientos de precisión y calibración solicitados.

Los termopares para medidas primarias de clase 1 deberán tener una unión fría de referencia a 0 °C, o a temperatura ambiente si la unión estará bien aislada y el dispositivo de medida de referencia calibrado. El punto de referencia de hielo podrá ser un baño de hielo agitado o un baño de hielo calibrado electrónicamente.

Los termopares usados en medidas primarias de clase 2 pueden tener uniones en los hilos de medida. La unión de dos hilos de medida deberá ser mantenida a la misma temperatura. La unión fría estará a la temperatura ambiente. No obstante, la temperatura ambiente será registrada y la medida se compensará por cambios en esta temperatura de la unión fría.

Termorresistencias

Las termorresistencias podrán ser usadas para medir temperatura hasta la máxima temperatura recomendada por el fabricante (típicamente alrededor de 650 °C).

2.5.2.3 Indicaciones para algunas mediciones

Medida de temperatura de un fluido en una línea o vasija

La medida de la temperatura de un fluido en el interior de una línea o vasija (sometida a presión) se llevará a cabo mediante la instalación de un pocillo de temperatura. El pocillo deberá estar dimensionado de forma adecuada como para garantizar la no interferencia entre el dispositivo de medida y el pocillo.

Como alternativa a la medida mediante el uso de pocillo de temperatura, si el fluido está a una presión baja (entre 0,5 y 1,5 bara) el dispositivo medidor puede ser directamente instalado.

2.5.3 Medidas de Caudal

Todas las medidas de caudal que a continuación se detallan deberán observar, en la medida de lo posible, las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.5 (2004) o en sus revisiones posteriores respecto a las distancias de tubería recta aguas arriba y abajo necesarias para una correcta medición de caudal.

2.5.3.1 Medidas de caudal de agua y vapor

Por motivos de precisión siempre que sea posible se medirán los caudales de agua y, a partir de ellos, se deducirán los de vapor.

2.5.3.1.1 Instrumentos de medida de caudal

La información relativa a la fabricación, calibración e instalación de caudalímetros se puede encontrar en ANSI/ASME MFC-3M. Estos elementos pueden ser utilizados para medidas de caudal de variables primarias de clase 2 y de variables secundarias. También podrán ser utilizadas para medidas de caudales primarios de clase 1 siempre que no se precise extrapolación para el máximo número de Reynolds con que fueron calibrados. Como norma general estos instrumentos tendrán una incertidumbre en la medida inferior a 0,5% para vapor y 0,4% para agua líquida y deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El coeficiente β debería estar limitado al rango de 0,25-0,5 para toberas "wall-tap" (tomas de presión en las paredes) y venturis y 0,30-0,60 para orificios.
- Las medidas de variables primarias de clase 1 requieren calibración en todo el rango
- Para medidas de variables primarias de clase 2 y variables secundarias, podrá ser utilizado el coeficiente de referencia apropiado recogido en el ANSI/ASME MFC-3M.

2.5.3.1.2 Indicaciones para la medida del caudal de agua

Las medidas de caudal de agua serán recogidas cuando el flujo sea estacionario o siempre que sea posible una frecuencia de adquisición tal que permita registrar todas las oscilaciones del caudal durante el ensayo. Se evitará que el agua sufra vaporización en su paso por el instrumento de medida.

2.5.3.1.3 Indicaciones para la medida de caudal de vapor

A su paso a través del instrumento de medida el vapor debe permanecer sobrecalentado. Para líneas de vapor con atemperadores, la medida de caudal de vapor debe situarse aguas arriba de estos y obtener el caudal final como suma de dicho vapor y el agua de atemperación.

El cálculo del caudal de vapor a través de una tobera, orificio o venturi debe estar basado en las condiciones de presión, temperatura y viscosidad aguas arriba. A fin de evitar la distorsión introducida por un pocillo de temperatura localizado aguas arriba del

elemento de medida las medidas aguas abajo de temperatura y presión son utilizadas para determinar la entalpía del vapor, que se supone constante en una línea convenientemente aislada. Basado en esta entalpía, con la presión aguas arriba, el resto de propiedades pueden ser calculadas.

2.5.3.2 Medidas de caudal de combustible líquido

El combustible líquido será medido utilizando medidores de flujo que hayan sido calibrados en todo el rango del número de Reynolds esperado durante el ensayo. Para las medidas de flujo, la temperatura del combustible debe ser determinada con precisión para calcular el flujo correctamente. Otros medidores de flujo serán aceptados siempre que pueda ser alcanzado un error de la medida del 0,7% o inferior (se aconseja un valor del 0,5%). Esta recomendación será obligatoria si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red). Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Para las pruebas de arranque también se podrá determinar el caudal de combustible líquido por aforo en los tanques.

2.5.3.2.1 Medidores de caudal de desplazamiento positivo

Este tipo de medidores irá sin compensación de temperatura. Los efectos de la temperatura en el fluido pueden ser tenidos en cuenta calculando el flujo másico basado en la densidad específica, según la siguiente formulación:

$$q_{mh} = 999,015 \cdot 60 \cdot q_v \cdot (sg)$$

Donde:

- q_{mh} : Caudal másico (kg/h).
- q_v : Caudal volumétrico (m³/min).
- sg : Densidad específica (adimensional).
- 60 : Minutos por hora.
- 999,015 : Densidad del agua a 15,5 °C (kg/ m³).

El análisis del combustible debe ser llevado a cabo sobre muestras tomadas durante las pruebas. El Poder Calorífico Superior e Inferior, así como la densidad específica, deberá determinarse a partir de dichos ensayos. La densidad específica se determinará a tres temperaturas, cubriendo el rango de temperaturas medidas durante el ensayo. La densidad específica del fluido a la temperatura de trabajo será determinada por interpolación.

2.5.3.3 Medidas de caudal de combustible gaseoso

Los flujos de combustibles gaseosos serán medidos principalmente mediante medidores del tipo turbina u orificio. El flujo final de combustible, debe ser determinado con una incertidumbre total inferior al 0,8%. Este requisito fija las incertidumbres de todas las medidas utilizadas para determinar el caudal de combustible (densidad, presión estática y diferencial, temperatura...) de forma que la incertidumbre total esté por debajo del rango especificado. Otras medidas para flujo serán aceptadas siempre que pueda demostrarse que la incertidumbre total en la medida final es inferior al 0,8%. Si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red) la incertidumbre en la medida deberá ser inferior al 0,5%. Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Deberá verificarse que el proceso de cálculo utilizado es riguroso en todos los cálculos intermedios. Para un orificio de descarga, estos cálculos deben incluir, entre otros el coeficiente de descarga, el diámetro corregido para expansión térmica, factor de expansión... En caso de un medidor de turbina, los resultados intermedios deberán incluir las constantes de medida usadas y los cálculos realizados a partir de frecuencia, temperatura y presión. Para ambos dispositivos se verificarán el análisis del combustible y los resultados intermedios usados en el cálculo de la densidad.

2.5.4 Medidas de generación eléctrica

Las medidas eléctricas en puntos frontera se realizarán con los equipos de medida instalados que cumplirán con el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM) y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC)

Si fuese necesario realizar alguna medida eléctrica en algún punto donde no se encuentren instalados equipos que cumplan el RPM, dicha medida se llevará a cabo según uno de los esquemas de medidas de instalaciones polifásicas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 46 mediante la conexión de los pertinentes medidores de potencia y/o energía activa y/o reactiva a los transformadores de tensión e intensidad instalados a tal efecto. A continuación se procede a recoger los requerimientos de cada instrumento particular para esta circunstancia:

2.5.4.1 Medidores de potencia activa (vatímetros)

Los vatímetros serán utilizados para registrar las medidas de potencia activa instantáneas.

Los vatímetros empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia activa deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto.

2.5.4.2 Medidores de energía activa

Estos medidores serán utilizados para registrar la energía activa durante la realización de los ensayos.

Los medidores de energía activa empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.3 Medidores de potencia reactiva (varímetro)

Estos medidores serán empleados para registrar medidas de potencia reactiva instantánea.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia reactiva deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto.

2.5.4.4 Medidores de energía reactiva

Estos medidores serán empleados para registrar la potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.5 Transformadores de tensión

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias

de clase 1 el transformador debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.4.6 Transformadores de intensidad

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.5 Medidas de Nivel

Las mediciones de nivel se llevarán a cabo preferiblemente mediante los transmisores de nivel existentes en la planta, debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos podrán ser del tipo magnético local o similar, también con una precisión del rango de calibración de 0,5% para medidas primarias aunque se recomienda una precisión superior al 0,25%.

2.5.6 Medida del oxígeno en los gases de escape

Para la determinación de la concentración de O₂ en los gases de escape (base seca) se utilizarán analizadores portátiles de O₂ de célula de óxido de circonio o cualquier otro dispositivo que tenga una incertidumbre inferior a la especificada. Se realizarán medidas a la salida de cada calentador regenerativo de aire tanto primario como secundario. Como norma se dispondrá de un analizador portátil para cada calentador regenerativo (pudiendo variar el número de ellos dependiendo del sistema de conexiones que se realicen en cada grupo). La incertidumbre de medida de este equipo será de un 2% como máximo.

Se fabricarán sondas de tomas de muestras múltiples de acuerdo con las características de los conductos de salida de gases de los calentadores siguiendo las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.10. Se dispondrá de una sonda por calentador, como mínimo, de tal forma que se obtengan muestras simultáneas de cada uno de ellos. Las muestras serán limpias y secas, instalándose los elementos adecuados para su consecución.

2.5.7 Medida de la humedad

La medida de humedad será obtenida con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima del 2%. La humedad absoluta se determinará por cálculo a partir de la temperatura seca y de la temperatura de bulbo húmedo o humedad relativa.

2.5.8 Medidas de tiempo

Para medidas primarias de clase 1 que necesiten un cómputo de tiempo (ejemplo potencia medida a través de pulsos de energía) se utilizarán sistemas con una precisión mayor a 0,5 segundos en una hora.

No se establecen requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de fuel

Se tomarán (3) muestras de combustible, al principio, en la parte central y al final del ensayo, procedentes del tanque de alimentación. Se verificará que en todo momento el combustible procede de esa única fuente. Al término de la prueba las tres muestras se mezclarán en un único recipiente del cual, una vez homogeneizado, se tomarán tres (3) porciones, las cuales se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de análisis, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario. Las muestras para

contraste se guardarán en la central, hasta que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva la aprobación de los resultados.

Para las pruebas de arranque podrá utilizarse el análisis de combustible efectuado en las pruebas de rendimiento siempre que haya certeza de que se trata exactamente del mismo combustible, sin que haya sido de nuevo rellenado el tanque de almacenamiento; en caso contrario se tomará una nueva muestra.

El análisis de las muestras de combustible, en la medida de lo posible, deberá llevarse a cabo de acuerdo con los métodos y la incertidumbre marcados en el ANSI/ASME PTC 22 capítulo 4 (u otros métodos de precisión equivalente). En cualquier caso el poder calorífico deberá determinarse con una incertidumbre máxima del 0,4%. El análisis del combustible debe comprender:

- Densidad a 15 °C, 25 °C y 40 °C.
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Composición química elemental.

Todos los requisitos especificados aplican también a la toma de muestras de combustibles auxiliares.

3.2 Variables fundamentales de cálculo

Se puede encontrar un listado general de variables en *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel*.

4. Calibración de los instrumentos

4.1 Instrumentos exentos de calibración

Se podrá eximir de calibración previa al ensayo a un instrumento siempre que el propietario pueda acreditar un certificado de calibración que garantice que la incertidumbre máxima del instrumento a fecha de realización de la prueba cumple con los requisitos especificados.

Las características del instrumento deberán estar garantizadas en el momento de realización del ensayo, mediante el valor de incertidumbre del instrumento en función del tiempo (stability/estabilidad) y no a través de la incertidumbre justo después de realizarse la calibración (precisión/accuracy).

La deriva (pérdida de precisión) del instrumento se considerará que evoluciona de forma lineal entre el valor justo después de la calibración y el valor de incertidumbre para el tiempo de garantía máximo.

No se permitirán extrapolaciones de valores de incertidumbre una vez superado el tiempo garantizado de estabilidad. Si este tiempo ha sido superado y/o el instrumento no dispone de valor de incertidumbre garantizado en función del tiempo, el instrumento deberá someterse a calibración.

En aquellos instrumentos que pueden alterar el rango una vez que el instrumento está instalado, en el caso de que se modificase el rango de calibración para la prueba, el instrumento no estará eximido de calibración aunque contara con un certificado de garantía vigente.

4.2 Requisitos de calibración

Toda la instrumentación que se utilice durante los ensayos para la medida de variables primarias deberá disponer de un certificado de calibración en vigor emitido por un laboratorio de calibración independiente debidamente acreditado. En casos debidamente justificados, previa aprobación por el Comité de Ensayos, se podrá

permitir la calibración interna de la instrumentación que se utilice para la medida de variables primarias.

En estos casos, la calibración interna de la instrumentación se realizará con patrones que cuenten con su correspondiente certificado emitido por un laboratorio acreditado. El procedimiento de calibración empleado deberá contar con un dictamen, elaborado por un laboratorio acreditado, en cuanto a su adecuación a la normativa vigente.

Los instrumentos de variables secundarias podrán ser calibrados según el procedimiento interno de calibración de planta y deberán disponer de hoja de calibración en vigor, que incluirá las correspondientes hojas de datos. Esta calibración no será obligatoria si existe instrumentación de contraste que permita verificar el buen funcionamiento del instrumento.

Los resultados de la calibración se reflejarán en hojas y curvas de calibración que estarán disponibles en las instalaciones para su comprobación y posible contraste por el personal responsable de los ensayos. La calibración de los instrumentos se realizará, en la medida de lo posible, acorde con lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46 y ANSI/ASME PTC 19.

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá identificar en los procedimientos particularizados los instrumentos utilizados para la toma de variables, detallando para cada uno en particular el estado de incertidumbre que tendrá a fecha de la prueba (ver sección 4.1 para determinación de la incertidumbre a fecha distinta de la de calibración). En caso de que la incertidumbre a fecha de la prueba sea superior a la requerida deberá preverse su calibración, indicándose en el procedimiento particularizado la fecha prevista para tal calibración, así como la incertidumbre esperada a tal fecha.

Como norma general para los instrumentos que no garanticen estabilidad de la calibración en el tiempo (stability) la calibración deberá llevarse a cabo previamente, en el plazo máximo de un mes, a la realización de las pruebas. Si el instrumento cuenta con un valor de estabilidad (aumento de incertidumbre máximo garantizado en función del tiempo), la calibración podrá realizarse en cualquier fecha que permita garantizar durante la prueba la precisión requerida.

Los procedimientos relativos a estándares de referencia con los que se calibran los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 y clase 2 deben estar reconocidos por organizaciones de estandarización. Los estándares de referencia deben tener una precisión, al menos, cuatro veces mayor que el instrumento de prueba que se desea calibrar. Sólo se podrán utilizar estándares con una precisión menor si cumplen con todos los requisitos de calibración recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46 sección 4.1.

Los instrumentos de medida de variables de clase 1 deben estar calibrados, al menos, en dos puntos más que el orden de ajuste de la curva de calibración. Cada instrumento debe ser calibrado de forma que el punto de medida sea aproximado de una forma descendente y ascendente. Los instrumentos que tengan diferentes rangos deberán ser calibrados en cada uno de los rangos que sean usados durante el período de pruebas. En los instrumentos que no pueden ser calibrados en todo el rango de operación y se calibran hasta valores inferiores al esperado en las pruebas, se permitirá la extrapolación de la curva de calibración previendo un tratamiento especial recogido en el correspondiente procedimiento particularizado. Este es el caso de los dispositivos medidores de caudal. Los instrumentos de variables primarias de clase 1 deberán contar con una certificación de calibración.

Los instrumentos de medida de variables de clase 2 deben ser calibrados en un número de puntos igual al orden del polinomio de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene un error fijo inferior a la precisión requerida, el punto de medida sólo necesita ser aproximado en una dirección (creciente o decreciente).

Los instrumentos usados en medidas primarias serán también calibrados o chequeados tras los ensayos (si se detectase inconsistencia en los registros y no existiese una fuente de medida redundante fiable a petición del supervisor de la prueba). En el caso de instrumentos usados para medir caudales pertenecientes a variables de clase 1 el instrumento podrá ser inspeccionado terminadas las pruebas, en vez de recalibrado. Los elementos de medida de flujo usados en variables secundarias no necesitan ser inspeccionados si no han experimentado soplado con vapor o limpieza química. En cualquier caso no se requiere test de recalibración de los transformadores.

En caso de detectarse una diferencia significativa (superior a la precisión exigida del instrumento) entre la calibración antes y después de las pruebas, podría optarse por rehacer los cálculos con la calibración final, si así lo acuerda el Comité de Ensayos. De lo contrario se procedería a la anulación de las pruebas.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias deberán ser calibrados en lazo (cadena de medida completa). La calibración en lazo implica la calibración del instrumento a través del equipo de acondicionamiento de señal. Esto podrá llevarse a cabo calibrando el instrumento incluyendo conjuntamente el equipo de acondicionamiento de señal. Alternativamente también se podrá calibrar de forma separada el sistema de acondicionamiento aplicando una señal conocida mediante un sistema generador de señales de precisión.

Cada laboratorio de calibración deberá disponer de la pertinente acreditación, que deberá estar disponible para presentarse si fuese requerido por el supervisor de las pruebas

4.3 Instrumentación de calibración

Toda la instrumentación y documentación necesaria para realizar la calibración o comprobación de la instrumentación fija y temporal deberá estar disponible en el propio laboratorio de la Central a ensayar, siendo responsabilidad de la empresa propietaria el cumplimiento de este punto particular.

ANEXO A.III.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Consumo específico neto de un grupo.
 - 2.1 General.
 - 2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red.
 - 2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo.
 3. Coste de arranque.
 - 3.1 Introducción.
 - 3.2 Determinación de los costes de arranque.
 - 3.3 Coste de arranque total.
 4. Metodología de correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
 - 4.1 Corrección por temperatura del aire exterior f_1 .
 - 4.2 Corrección por presión barométrica f_2 .
 - 4.3 Corrección por humedad del aire exterior f_3 .
 - 4.4 Corrección por composición del combustible f_4 .
 - 4.5 Corrección por temperatura del combustible f_5 .
 - 4.6 Corrección por factor de potencia del alternador dkw_{pf} .
 - 4.7 Correcciones por temperatura del foco frío dkw_{cw} .
 5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas.
 - 5.1 Costes variables de combustible.
 - 5.2 Costes de arranque.
 6. Listado de variables.
 - 6.1 Variables para los ensayos de consumo específico.
 - 6.2 Variables para evaluación de costes de arranque.
1. Objeto

El presente documento tiene por objeto desarrollar la metodología de cálculo que va a ser usada para determinar:

- El Consumo Específico Neto del Grupo en condiciones de ensayo.
- El Coste de Arranque.
- Las correcciones al Consumo Específico Neto del Grupo en función de las condiciones ambientales.

2. Consumo específico neto de un grupo

2.1 General

El Consumo Específico Neto de un Grupo se define como:

$$CENG = \frac{CC}{WR} \quad (1)$$

Siendo:

CENG : Consumo Específico Neto del Grupo (kJ/kWh).

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Superior – PCS– por unidad de tiempo (kJ/h).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red (kW).

2.2 CALCULO DE LA POTENCIA NETA CEDIDA A LA RED

La potencia neta cedida por el ciclo combinado a la red se calculará mediante la siguiente expresión:

$$WR = \sum_i WTP_i - WAR - WE \quad (2)$$

WTP_i : Potencia en bornas de salida (lado red) del (de los) transformador(es) principal(es) de las turbina(s) de gas y de vapor (kW).

WAR : Potencia activa tomada de la red para el consumo de auxiliares eléctricos (kW). Esta potencia se determinará mediante medición en bornas (lado red) en el transformador.

Los servicios auxiliares no estarán en funcionamiento durante los ensayos, o bien serán alimentados desde un grupo distinto del que se ensaya. Aquellos cuyo funcionamiento sea imprescindible, y que sean susceptibles de medida directa, se medirán. Cuando no sea posible la medida directa, los citados consumos de auxiliares serán identificados y desglosados por la empresa propietaria mediante una lista argumentada y detallada, la cual será revisada y, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

WE : Potencia consumida en servicios no continuos (kW). Se entiende como servicios no continuos, aquellos que, o bien son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores (sería el caso del alumbrado y otros similares).

Estos consumos se particularizarán para cada instalación a propuesta de la empresa propietaria y serán revisados y, en su caso, aprobados por el supervisor de las pruebas.

Los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

Para determinar WE los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

- Consumos que sean directamente imputables a un grupo. Serán ponderados por horas de utilización, según la siguiente expresión:

$$WE_i = \frac{[Potencia consumida en kW] \cdot [Horas diarias de utilización]}{24} \quad (3)$$

- Consumos no directamente imputables a un grupo. Se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \frac{\left[\begin{array}{c} Potencia consumida \\ en kW \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} Horas diarias \\ utilización \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} Potencia nominal \\ grupo \end{array} \right]}{24 \cdot (Potencia nominal de la central)} \quad (4)$$

En casos debidamente justificados se podrán utilizar criterios de ponderación distintos a los indicados en el párrafo anterior.

La potencia total consumida en servicios no continuos se computará mediante la siguiente expresión:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (5)$$

2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo

según el combustible empleado por la turbina sea líquido o gaseoso, se seguirán uno de los dos siguientes procedimientos.

2.3.1 Combustibles líquidos

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo, para el caso de combustibles líquidos, se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$HI = m_{fr} \cdot PCI \quad (6)$$

Donde:

HI : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

m_{fr} : Flujo másico de combustible total que va a las turbinas de gas en el modo de operación ensayado (kg/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/kg).

2.3.2 Combustibles gaseosos

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo, para el caso de combustibles gaseosos, se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$HI = V_{fr} \cdot PCI \quad (7)$$

Donde:

HI : Flujo de calor basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

V_{fr} : Flujo volumétrico de combustible total que va a las turbinas de gas en el modo de operación ensayado (Nm³/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/ Nm³).

Para el caso que el medidor de flujo de combustible expresase su lectura en caudal másico (kg/h), podría bien emplearse la expresión para combustibles líquidos o bien transformar la medida de caudal másico en volumétrico, dividiendo para ello el primero por la densidad del combustible en condiciones normales de presión y temperatura.

3. Coste de arranque

3.1 Introducción

A los efectos de este procedimiento se define “arranque” como el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro. El coste arranque asociado se puede definir mediante la siguiente expresión.

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (8)$$

Siendo:

C : Coste de arranque para un tiempo de arranque t (€).

C_o : Constante del grupo equivalente al coste de arranque en frío para un tiempo de parada infinito (€).

α : Constante del grupo.

t : Tiempo de arranque (h).

Una vez obtenidos los pares de valores (C, t) se podrán estimar las constantes de cada grupo C_o y α, mediante el método de mínimos cuadrados.

3.2 Determinación de los costes de arranque

3.2.1 Costes de arranque asociados al combustible

- Etapa 1

Se define la Etapa 1 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad baja progresivamente, según su rampa característica, hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el/los combustible/s, hasta el momento de desacoplamiento.
 2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
 3. Energía eléctrica vertida a la red.
- Etapa 2

Se define la Etapa 2 como aquella etapa comprendida entre el desacoplamiento del grupo de la red hasta el momento del apagado de la caldera o hasta alcanzar el mínimo técnico, en el caso de mantener el grupo en reserva caliente. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de apagado de la misma o para mantenimiento de las condiciones de reserva caliente.
 2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
- Etapa 3

Se define la Etapa 3 como aquella etapa comprendida entre el momento del encendido de la caldera hasta su acoplamiento a la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de acoplamiento de la unidad.
 2. Energía eléctrica tomada consumida por los servicios auxiliares.
- Etapa 4

Se define la Etapa 4 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad sube progresivamente hasta alcanzar un estado de marcha en las mismas condiciones en las que se inició la Etapa 1.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a red.

3.2.1.1 Calor aportado a las turbinas de gas por el combustible

El coste del calor aportado por el combustible se define como:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} Q \cdot PCI \quad (9)$$

Donde:

- C_c : Coste del calor aportado por el combustible (€).
 Q : Consumo de combustible durante la etapa considerada (kg).
 PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg).
 P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque (€/th).

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i \cdot P_i)]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (10)$$

- P_i : Precio de la termia del combustible "i" (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

En el caso del gas-oil puede establecerse una medición de contraste del gasto de combustible en base a diferencia de nivel en los tanques de almacenamiento.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares

Se define el coste de la energía consumida por los servicios auxiliares como:

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (11)$$

Donde:

- C_{SA} : Coste debido a la energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares no proveniente del grupo ensayado, calculado al precio de generación por combustible a carga mínima (€).
 E_{SA} : Energía eléctrica consumida a través de las redes de transporte o distribución durante la Etapa que se considera (kWh).
 P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG)_{CM}}{4186,8} \cdot P_c \quad (12)$$

Donde:

- $(CENG)_{CM}$: Consumo Específico Neto del Ciclo Combinado a Carga Mínima (kJ/kWh).
 P_c : Precio de la termia del combustible a Carga Mínima (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para cada instalación se analizará en detalle la posición de los puntos de medida reflejándose en los procedimientos particularizados correspondientes.

6.1.1.3 Energía Eléctrica vertida a red

Los ingresos por la energía vertida a la red se definen como:

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (13)$$

Donde:

C_{EE} : Ingreso debido a la energía eléctrica vertida a red (€).

E_E : Energía eléctrica vertida a red durante la Etapa considerada (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Su cálculo está desarrollado en el punto 3.2.1.2

Tanto a la energía eléctrica tomada del exterior, como a la energía eléctrica vertida al exterior, se le ha asignado un mismo precio (P_{CM}), igual al coste de generación (debido al consumo de combustible) correspondiente al funcionamiento a carga mínima.

3.2.2 Otros costes de arranque

Dentro de los costes no puramente energéticos que pueden generarse durante un arranque, el consumo de agua desmineralizada se considera con entidad suficiente como para proceder a su contabilización.

La evaluación de este coste se realizará mediante la expresión:

$$C_a = Q_a \cdot p_a \quad (14)$$

Donde:

C_a : Coste por consumo de agua desmineralizada durante un arranque de duración t horas (€).

Q_a : Consumo de agua desmineralizada durante el arranque de duración t horas (m^3).

p_a : Precio del agua desmineralizada (€/m³). Este parámetro será característico de cada unidad. Deberá justificarse en los procedimientos particularizados.

3.3 Coste de arranque total

El coste C, correspondiente a un ensayo será:

$$C = C_a + \sum_{j=1}^4 \sum_k [C_{C_j} + C_{SA_{j,k}} - C_{EE_{j,k}}] \quad (15)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_a + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \cdot Q_j \cdot (PCI_j) + \sum_k (CENG)_k (E_{SAj} - E_{Ej})_k P_c \right] \quad (16)$$

Donde P y P_c son los precios de las termias, ponderadas según consumo de combustible en arranque (P), y del combustible habitual a Carga Mínima (P_c), definido en los apartados anteriores. El subíndice "k" se refiere los distintos modos de operación del ciclo combinado.

4. Metodología de correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia

El Consumo Específico Neto del Grupo corregido (CENG*) se calcula a partir del consumo específico neto de un grupo, obtenido en los ensayos, corregido a unas condiciones de referencia. Dichas condiciones de referencia están definidas en la sección 6 del *Anexo A.III.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de ciclo combinado*.

Todas las variables corregidas, se señalan a partir de aquí con un asterisco.

Con objeto de minimizar el impacto de las correcciones, los ensayos deben realizarse para unas condiciones ambientales próximas a las condiciones de referencia.

Así:

$$CENG^* = \frac{CC}{WR - \sum_j dkW_j} \prod_i F_i \quad (17)$$

Donde los factores F_i son los factores de corrección por las diferencias entre las condiciones del ensayo y las condiciones establecidas de referencia.

- 4.1 Corrección por temperatura del aire exterior f_1 :

La corrección por temperatura del aire a la entrada del compresor, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_1 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la temperatura establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la temperatura del ensayo.

- 4.2 Corrección por presión barométrica f_2 :

La corrección por presión barométrica, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_2 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la presión barométrica establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la presión barométrica del ensayo.

- 4.3 Corrección por humedad del aire exterior f_3 :

La corrección por humedad del aire a la entrada del compresor, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_3 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la humedad establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la humedad del ensayo. Generalmente las curvas están trazadas en función de temperatura y humedad relativa, las cuales fijan una humedad absoluta.

- 4.4 Corrección por composición del combustible f_4 :

La corrección por composición del combustible se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de turbina para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_4 deberá ser el cociente entre el consumo específico para el poder calorífico establecido como referencia dividido entre el consumo específico obtenido con el poder calorífico del ensayo.

El poder calorífico utilizado en la corrección debe ser el mismo que el utilizado en la definición de consumo específico. La transformación entre Poder Calorífico Inferior y Superior, si fuese necesario realizarla para un combustible determinado, deberá hacerse conforme al procedimiento recogido en el ANSI/ASME PTC 22-2005.

4.5 Corrección por temperatura del combustible f_5 :

La corrección por la temperatura de suministro del combustible, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante de la(s) turbina(s) de gas para la corrección del consumo específico por este efecto. Este factor F_5 deberá ser el cociente entre el consumo específico para la temperatura de suministro de referencia dividido entre el consumo específico obtenido para la temperatura del combustible durante el ensayo.

Este factor de corrección puede despreciarse en función de la diferencia entre la temperatura del combustible de referencia y la temperatura del combustible, si así lo considera oportuno el Comité de Ensayos.

4.6 Corrección por factor de potencia del alternador dkW_{pf} :

La corrección debido a este factor se hace en función de la diferencia de pérdidas en el alternador entre el factor de potencia de referencia y el medido durante el ensayo. Este factor se calcula mediante la expresión siguiente:

$$dkW_{PF} = \sum kW_{PF1} - \sum kW_{PF2} \quad (18)$$

Donde

$\sum kW_{PF1}$: Suma de las pérdidas en el (los) alternador(es) y en el (los) transformador(es) principal(es) correspondientes a la potencia neta en las bornas de salida del alternador y para el factor de potencia medido en el ensayo.

$\sum kW_{PF2}$: Son la suma de las pérdidas en el (los) alternador(es) y en el (los) transformador(es) principal(es) correspondientes a la potencia neta en las bornas de salida del alternador y para el factor de potencia de referencia.

Debe tenerse presente que la potencia en bornas de salida del alternador no corresponde a la potencia en las bornas de salida del transformador principal (WTP) indicada en el capítulo 2.3, ya que ésta incluye el consumo del transformador de auxiliares, así como las pérdidas en el propio transformador.

El fabricante del alternador suministra las curvas de pérdidas (o las curvas de rendimiento) del alternador en función de la potencia de salida para distintos factores de potencia.

El fabricante del transformador suministra los valores de los ensayos de cortocircuito y vacío de los transformadores a partir de los cuales pueden calcularse las pérdidas en el cobre y en el hierro de los mismos.

4.7 Correcciones por temperatura del foco frío dkW_{cw} :

La corrección por temperatura del foco frío, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el responsable de la garantía de funcionamiento del ciclo combinado para la corrección de la potencia neta generada por este efecto.

Este factor dkW_{CW} representa la diferencia de potencia debido a la variación de la temperatura del agua de circulación (aire para el caso de aerocondensador y torre de refrigeración) respecto a la temperatura de referencia.

Las correcciones por foco frío se aplicarán en caso de que la temperatura y/o nivel de la marea, difiera en el momento de los ensayos de las condiciones de referencia.

En caso de no existir la curva de corrección por temperatura de foco frío, ésta se realizará según lo descrito en los apartados 4.7.1 y 4.7.2.

En caso de no ser posible la aplicación de la corrección por temperatura del foco frío a un grupo debido a causas justificadas; en el procedimiento particularizado se introducirá un cálculo sustitutivo para el factor de corrección afectado, basado en la determinación de la presión de escape de la turbina, el cual habrá de ser aprobado por el Comité de Ensayos.

4.7.1 Determinación de la presión del condensador:

Para determinar la presión en el condensador en condiciones de garantía se llevarán a cabo los siguientes pasos

- 1) Obtener el caudal de agua de circulación a través del condensador en la prueba. Para ello se utilizará una medida directa o, si ésta no existiera, se calculará a partir de un método indirecto, como la determinación del punto de funcionamiento de la bomba en la curva del fabricante y/o a través de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers para pérdidas de carga.
- 2) Determinar el calor evacuado por el condensador en la prueba. Para ello se utilizará el producto del caudal de agua de circulación por el condensador multiplicado por el calor específico medio y por el incremento de temperatura a través del condensador
- 3) Determinar el factor de limpieza del condensador durante la prueba. Para ello se interpolará a partir de las curvas del fabricante del condensador "contrapresión frente a calor disipado" para diferentes temperaturas de agua de circulación, tubos taponados y diferentes factores de limpieza (valor a determinar) o, en su defecto, se calculará a partir de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers". Todos los valores de entrada para obtener el factor de limpieza corresponden a las condiciones de la prueba.
- 4) Determinar el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia. A partir del punto de funcionamiento de la bomba en la prueba y la altura estática del circuito de agua de circulación se elaborará un ajuste cuadrático de la curva de resistencia hidráulica del circuito de agua de circulación (Pérdidas vs caudal). Dicha curva se corregirá sumando la diferencia de niveles entre el registrado en la prueba y el nivel de marea de garantía. La intersección de la curva de pérdidas corregida y la curva de las bombas de agua de circulación marcará el valor para el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia.
- 5) Determinar la presión en el condensador en condiciones de referencia. Para ello se utilizarán las curvas del fabricante del condensador a partir de la temperatura y caudal de agua de circulación para la condiciones de referencia o, en su defecto, si aquellas no estuvieran disponibles o no reflejasen con sus parámetros el funcionamiento del condensador en las condiciones de la prueba y/o referencia, se calculará a partir de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface Condensers". El factor de ensuciamiento y el calor evacuado en el condensador para este cálculo serán los determinados para las condiciones de la prueba.

4.7.2 Determinación del factor de corrección del foco frío

A partir de la contrapresión corregida en el condensador para las condiciones de referencia se obtendrá la potencia bruta corregida producida por la turbina WBM* en bornas del alternador. Si tales curvas no existen se utilizarán las curvas genéricas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 6.1.

Finalmente el factor dkW_{CW} vale:

$$dkW_{CW} = WR - WR^* \quad (19)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (20)$$

$$WTP^* = WTP + WBM^* - WBM \quad (21)$$

Si en de los pasos del proceso de corrección por temperatura de foco frío se van a utilizar curvas genéricas de turbina según ASME y/o modelización según HEI la desviación de la temperatura de foco frío respecto a las condiciones de referencia no será superior a 3°C y la variación de la marea superior a 1,5 m respecto al nivel de marea de referencia.

5. Cálculo del los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas

En esta sección se recoge cómo se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico y liquidación de los SEIE correspondientes al coste variable de generación horario acorde con la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5.1 Costes variables de combustible

En este apartado se calculan los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste variable de combustible que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{fun}(i,h,j) = [a(i) + b(i) \cdot e(i,h,j) + c(i) \cdot e^2(i,h,j)] \cdot pr(i,h,j) \quad (22)$$

Siendo:

$C_{fun}(i,h,j)$: Coste variable de combustible expresado (€/h).

$e(i,h,j)$: Potencia media horaria en barras de la central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j .

$a(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- (th/h).

$b(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW)

$c(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW²)

$pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h , según se define en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006.

Para el cálculo de $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) a partir de los ensayos de consumo específico.

Cada uno de los puntos a partir de los cuales se realizará el ajuste cuadrático se obtiene de los resultados de una prueba de consumo específico, de forma que, realizando las siguientes operaciones, se obtiene una pareja “consumo térmico vs potencia neta”:

$$C_{ter} = \frac{CENG_{PCI} \times WR}{4186,8} \quad (23)$$

Siendo:

C_{ter} : Consumo térmico del grupo expresado (th/h).

$CENG_{pci}$: Consumo específico neto del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red expresada (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$.

5.2 Costes de arranque

En este apartado se calculan los parámetros $a'(i)$ y $b'(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste de arranque, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar} = a'(i) * [1 - \exp(-t/b'(i))] * pr(i,h,j) + d \quad (24)$$

El parámetro d no se calcula en este apartado ya que tiene carácter económico y no guarda relación con el resultado de las pruebas de rendimiento, sino con el desgaste que cada arranque produce en el grupo. Por ello, debe ser calculado en base a la información económica relativa al coste de los ciclos de revisiones.

Para calcular $a'(i)$, $b'(i)$ es necesario realizar un ajuste exponencial de la curva coste en termias frente a tiempo de arranque (sin tener en cuenta el parámetro d), a partir de al menos dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del coste de arranque, expresan el coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{termias} = C_{euros} * 1/P \quad (25)$$

Donde:

$C_{termias}$: Coste en termias del arranque.

C_{euros} : Coste en euros del arranque.

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque, definido en el punto 3.2.1.1 (€/th).

6. Listado de variables

6.1 Variables para los ensayos de consumo específico

6.1.1 Variables primarias

6.1.1.1 Variables medidas directamente

Medidas primarias de clase 1

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba según las condiciones especificadas en el *Anexo A.III.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de ciclo combinado*.

- Mfr/Vfr : Caudal de combustible másico/volumétrico a cada turbina de gas (según sea el combustible líquido o gaseoso) (kg/h o Nm³/h).
- WTP : Potencia activa en bornas de cada transformador principal (kW).
- WAC : Potencia activa en bornas de cada alternador (kW).
- WAR : Potencia activa tomada de la red a través de transformador principal y consumida en auxiliares (kW).
- WE : Potencia activa de la red a través del transformador principal para servicios no continuos -en caso de ser WE medida en vez de determinada a partir de datos de balances la instalación-(kW).
- WRET : Potencia reactiva en bornas de cada transformador principal durante el ensayo (kVAr).
- WRE : Potencia reactiva en bornas de cada alternador durante el ensayo (kVAr).
- TAEC : Temperatura del aire exterior a la entrada del compresor (°C).
- HAEC : Humedad del aire exterior a la entrada del compresor (%).
- PA : Presión barométrica (bar).
- Tcomb : Temperatura del combustible que alimenta a la(s) turbina(s) de gas (°C).
- CVAPP : Caudal de vapor principal de entrada a la turbina de vapor (kg/h).
- TTF : Temperatura del foco frío o sumidero final de calor (°C).
- LPRUE : Pérdidas eléctricas en cada alternador para el factor de potencia durante la prueba (kW).
- LTRAF : Pérdidas en cada transformador para el factor de potencia durante la prueba (kW).

Las medidas eléctricas de potencia anteriores también podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

En caso de calcular la corrección por foco frío según lo descrito en los apartados 4.7.1 y 4.7.2, la lista se incrementaría en las siguientes variables:

- Tf : Temperatura del agua de circulación de entrada al condensador (°C).
- MACC : Caudal agua circulación -o medidas indirectas necesarias para su determinación- (m³/h).
- TACC1 : Temperatura de agua de circulación entrada condensador (°C).
- TACC2 : Temperatura de agua de circulación salida condensador (°C).
- PCond : Presión en el condensador (bara).
- NACC : Nivel del mar (m).

Medidas primarias de clase 2

- Frecuencia de la red.
- Tiempo de duración de la prueba.

6.1.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).
- PCIR : Poder Calorífico Inferior del combustible de referencia (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).
- TAECR : Temperatura del aire exterior a la entrada del compresor de referencia (°C).
- HAECR : Humedad del aire a la entrada del compresor de referencia (%).
- PAR : Presión barométrica de referencia (bara).
- TCOMR : Temperatura del combustible que alimenta a la(s) turbina(s) de gas tomada como referencia (°C).
- CVAPPR : Caudal de vapor principal de entrada a la turbina de vapor tomado como referencia (kg/h).
- TTFR : Temperatura del foco frío o sumidero final de calor tomada como referencia (°C).
- LREF : Pérdidas eléctricas de referencia en cada alternador (kW).
- LTRAFR : Pérdidas de referencia en cada transformador (kW).
- Fi : Curvas de factores de corrección (se introducirán por puntos).
- dW1 y dW2: Curvas de factores de corrección aditivos por factor de potencia del alternador y por temperatura del foco frío (se introducirán por puntos).

6.1.2 Variables secundarias

Estas medidas serán registradas para confirmar que no han existido condiciones anormales en los ensayos. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario. Entre estas medidas se encontrarán:

- CCON : Caudal de condensado (kg/h).
- CAA : Caudal de agua de alimentación (kg/h).
- CVAPP : Caudal de vapor principal (kg/h).
- PET : Presión en el condensador (bar).
- TCON : Temperatura de condensado (°C).
- TAA : Temperatura de agua de alimentación (°C).
- PVAPP : Presión de vapor principal (bar).
- TVAPP : Temperatura de vapor principal (°C).
- TGAS : Temperatura de gases de escape a la entrada de la caldera de recuperación (°C).
- TCHIM : Temperatura de gases de escape en chimenea (°C).
- TGPOS : Posición de los álabes directores de entrada al (a los) compresor(es) de la(s) turbinas de gas.
- VTRAF : Tensión en el primario(s) de transformador(es) principal(es) (kV).
- WTRAFUX : Potencia del (de los) transformador(es) auxiliar(es) (kW).
- TREF : Temperatura del agua de refrigeración en entrada y salida (°C).

6.2 Variables para evaluación de costes de arranque

6.2.1 Variables primarias

6.2.1.1 Variables medidas directamente en el ensayo

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el *Anexo A.III.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de ciclo combinado*.

Todas las variables que se detallan a continuación se registrarán con las condiciones de equivalentes a variables primarias de clase 2:

- T : Tiempo de duración de la prueba (h).
- Q1 : Consumo de combustible (Nm³ o kg).
- Esa : Energía eléctrica tomada del exterior (kWh).
- EE : Energía eléctrica vertida a la red (kWh).
- Qa : Consumo de agua desmineralizada (m³).

6.2.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/m^3 o kJ/kg)

6.2.2 Variables secundarias

Se verificarán los parámetros de funcionamiento de la instalación que se considere necesario a fin de comprobar que el proceso de arranque se lleva a cabo de modo normal.

- CCON : Caudal de condensado (kg/h).
- CAA : Caudal de agua de alimentación (kg/h).
- CVAPP : Caudal de vapor principal (kg/h).
- PET : Presión en el condensador (bar)
- TCON : Temperatura de condensado ($^{\circ}\text{C}$).
- TAA : Temperatura de agua de alimentación ($^{\circ}\text{C}$).
- PVAPP : Presión de vapor principal (bar).
- TVAPP : Temperatura de vapor principal ($^{\circ}\text{C}$)
- TGAS : Temperatura de gases de escape a la entrada de la caldera de recuperación ($^{\circ}\text{C}$).
- TCHIM : Temperatura de gases de escape en chimenea ($^{\circ}\text{C}$).
- TGPOS : Posición de los álabes directores de entrada al (a los) compresor(es) de la(s) turbinas de gas
- VTRAF : Tensión en el primario(s) de transformador(es) principal(es) (kV).
- WTRAF AUX: Potencia del (de los) transformador(es) auxiliar(es) (kW).
- TREF : Temperatura del agua de refrigeración en entrada y salida ($^{\circ}\text{C}$).

ANEXO A.III.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de ciclo combinado

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Responsabilidad de las partes.
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - 2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas.
 - 2.3 Intercambio de información y responsabilidades.
 - 2.4 Comité de ensayos.
 3. Codigos y normas de aplicación.
 4. Definición y desglose de los costes de arranque.
 - 4.1 Desglose de coste de arranque.
 5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
 6. Condiciones generales de realización de los ensayos.
 - 6.1 Estado de la instalación.
 - 6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque.
 - 6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico.
 - 6.4 Cálculos.
 7. Documentación general de los ensayos.
 - 7.1 Recolección de muestras.
 - 7.2 Formatos de incidencias.
 - 7.3 Acta de los resultados de la prueba.
 8. Aislamiento del grupo.
 - 8.1 Aislamiento eléctrico.
 - 8.2 Interconexiones mecánicas.
 - 8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.
-
1. Objeto

El objeto del presente documento es establecer el procedimiento general para la realización de los ensayos necesarios conducentes a determinar los parámetros técnicos (a, b, c, a' y b') que intervienen en el cálculo de los costes variables de las Centrales Térmicas de Ciclo Combinado de los SEIE.

Con anterioridad a la realización de las pruebas, se adaptarán los protocolos de ensayo generales a cada central. Esta adaptación específica para cada unidad objeto de las pruebas (procedimiento particularizado), se confeccionará por la empresa propietaria de la instalación y será revisada y aprobada por el Operador del Sistema. Las discrepancias que pudieran surgir se resolverán en el Comité de Ensayos, definido en este procedimiento. Sólo en casos puntuales y debidamente justificados la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ejercer el arbitraje pertinente, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía.

2. Responsabilidad de las partes

2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria

La empresa propietaria deberá encargarse de:

- La aplicación de los procedimientos generales a cada instalación concreta, incluyendo el estudio, identificación y actuación ante las particularidades que pueda presentar cada grupo.
- El reparto justificado de consumos auxiliares y no continuos compartidos por más de un grupo.
- La realización de las pruebas y operar la planta, incluyendo el personal para la realización de las pruebas y recogida de datos.
- La instrumentación y sistema de adquisición de datos para el registro de valores de las pruebas.
- El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.
- La redacción y el envío de la documentación indicada en las secciones 5 y 7.

La empresa propietaria deberá además facilitar las tareas de supervisión durante las pruebas y aportar y justificar la información técnica que se le solicite relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.

2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realicen con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del Operador del Sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el Operador del Sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

- La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.
- La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.
- La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.
- La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.

2.3 Intercambio de información y responsabilidades

En cuanto al intercambio de información entre los sujetos involucrados en los ensayos de rendimiento y coste de arranque y sus responsabilidades asociadas se atenderá a los siguientes puntos:

1. La empresa propietaria enviará con una antelación de siete meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al Operador del Sistema.
2. El Operador del Sistema dispondrá de quince días a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada.
3. La empresa propietaria y el Operador del Sistema dispondrá de un plazo de una semana para consensuar, a través del Comité de Ensayos, el cierre de los comentarios realizados y llegar a acuerdos sobre las posibles discrepancias surgidas en la adaptación de los procedimientos.
4. En los casos puntuales de discrepancias no resueltas en el seno del Comité de Ensayos, sin cuya resolución no es posible llevar a cabo los ensayos, el Comité de Ensayos podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que ejerza el pertinente arbitraje, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Para ello, se remitirá un informe justificativo de dichas discrepancias no resueltas. Durante este proceso, se podrá convocar a los miembros del Comité de Ensayos para recabar cuantas aclaraciones se estimen oportunas.
5. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas sobre el grupo a ensayar teniendo en cuenta los posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, en base al procedimiento particularizado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del Operador del Sistema.
6. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al Operador del Sistema en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo.
7. El Operador del Sistema remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince (15) días a partir de su recepción.
8. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el Operador del Sistema, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al Operador del Sistema. Este acta llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes. Asimismo se incluirá un informe justificativo argumentando las discrepancias y, en su caso, los comentarios realizados por el Operador del Sistema.
9. El Operador del Sistema elaborará un informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas que remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria en el plazo de una semana desde la recepción del acta final de las pruebas. El informe de supervisión deberá contener al menos:
 - Acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso que proceda).
 - Cálculo de contraste, siendo éste un cálculo paralelo del rendimiento de cada grupo ensayado para comprobar los resultados finales.
 - Argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).
 - Conclusiones.

2.4 Comité de ensayos

A fin de coordinar y gestionar el intercambio de información entre las partes en las diferentes etapas del proceso descrito, así como llegar a acuerdos en las posibles discrepancias y comentarios que pudieran surgir, se constituirá el Comité de Ensayos.

El Comité de Ensayos estará formado por un responsable de cada una de las partes (empresa propietaria y Operador del Sistema), pudiendo contar con sus equipos de asesores técnicos cuando sea necesario. Dichos responsables serán los encargados de:

- Gestionar el intercambio de documentación e información y distribuirla entre sus respectivas partes.
- Resolver las posibles discrepancias en la adaptación de los procedimientos a cada central.
- Gestionar la agenda de reuniones necesarias para la resolución de comentarios, discrepancias, aclaraciones...
- Firma de las actas de las pruebas.
- Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía.
- Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía las fechas de realización de las pruebas con una antelación mínima de un mes.

El Comité de Ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento particularizado) siendo responsabilidad de la empresa propietaria iniciar el contacto con el Operador del Sistema.

3. Códigos y normas de aplicación

El presente procedimiento constituye la norma general de aplicación para la realización de ensayos y ulterior tratamiento de resultados, y ha sido preparado teniendo en cuenta lo señalado en los siguientes códigos:

- ANSI/ASME PTC 46 Overall Plant Performance.
- ANSI/ASME PTC 19 Instruments and Apparatus.
- ANSI/ASME PTC 4.4 Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators.
- ANSI/ASME PTC 22 Gas Turbines.
- ANSI/ASME PTC 6.2 Steam Turbines in Combined Cycles.
- ANSI/ASME PTC 6.1 Interim test code for an alternative procedure for testing steam turbines.

Estos códigos, junto con los que se detallan a continuación, serán utilizados como bibliografía de consulta para resolver dudas de aplicación que pudiesen surgir en la realización de los ensayos:

- ANSI/ASME PTC 1 General Instructions.
- ANSI/ASME PTC 2 Definitions and Values.
- ANSI/ASME PTC 4.3 Air Heaters.
- ANSI/ASME PTC 12.2 Steam Surface Condensers.

- ANSI/ASME PTC 12.3 Deaerators.
- ANSI/ASME PTC 19.1 Test Uncertainty.
- ANSI/ASME PTC 19.2 Pressure Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.3 Temperature Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.5 Flow Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.6 Electrical Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.7 Measurement of Shaft Power.
- ANSI/ASME PTC 19.8 Measurement of Indicated Power.
- ANSI/ASME PTC 19.10 Flue and Exhaust Gas Analyses.
- ANSI/ASME PTC 19.11 Steam and Water Sampling. Conditioning and Analysis in the Power Cycle.
- ANSI/ASME PTC 19.12 Measurement of Time.
- ANSI/ASME PTC 19.13 Measurement of Rotary Speed.
- ANSI/ASME PTC 19.14 Linear Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.16 Density Determinations of Solids and Liquids.
- ANSI/ASME PTC 20.3 Pressure Control Systems Used on Steam Turbine Generator Units.
- ANSI/ASME PTC 39.1 Condensate Removal Devices for Steam Systems.

4. Definición y desglose de los costes de arranque

Se consideran los estados básicos en los que se puede encontrar un grupo térmico durante el funcionamiento, cuya definición es la siguiente:

- Carga Mínima.

Se entiende por Carga Mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política Energética y Minas y utilizado por el grupo a prueba para su inclusión en el despacho de generación. Este valor será recogido en los procedimientos particularizados adaptados para cada planta.

- Estado de Marcha.

Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es igual o superior a la carga mínima.

- Estado de Paro.

Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a Carga Mínima del grupo.

- Estado de Reserva Caliente.

Se define este estado como aquella situación en que un grupo desacoplado de la red mantiene las condiciones térmicas del ciclo agua-vapor (temperatura mínima de metal de la turbina de vapor) mediante el aporte del calor necesario, con el fin de minimizar su tiempo de arranque.

- Estado de Embotellamiento.

Se define este estado como la condición que adopta un grupo, tanto en lado vapor como en el lado gases, para minimizar las pérdidas térmicas después de una parada del mismo. La posibilidad de embotellamiento total (agua-vapor y gases) o parcial (agua-vapor) será verificada previamente a la realización de las pruebas para cada unidad.

- Arranque.

Se define como "arranque" de un grupo térmico al proceso de pasar de un estado de marcha en condiciones de Carga Mínima, a otro también de Carga Mínima, pasando por el estado de paro y desacople de la red.

El arranque del grupo térmico comprende las dos secuencias de operación siguientes:

- Proceso de Parada.

Comprenderá la parte del arranque entre el estado inicial de Carga Mínima, la bajada de carga, parada y desacople de la red y el comienzo de la primera maniobra para volver a poner en carga el grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.

- Proceso de Puesta en Carga.

Comprenderá la parte del arranque desde el final del proceso de parada con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la Carga Mínima del grupo.

En relación con los procesos anteriores se definen los tiempos y costes siguientes:

- Tiempo de Arranque.

Se define como la duración en horas de un proceso de arranque completo; suma de los tiempos de Parada y de Puesta en Carga.

- Tiempo de Parada.

Se define como el tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a Carga Mínima y se inició un Proceso de Arranque hasta que se ordena comenzar un Proceso de Puesta en Carga.

- Tiempo de Puesta en Carga.

Se define como el tiempo transcurrido desde que se da la orden de comenzar un proceso de Puesta en Carga hasta que se alcanza la Carga Mínima.

- Coste de Arranque.

Se define como coste de un arranque la suma de todos los costes producidos en este proceso.

Se considera la Carga Mínima como carga de referencia para las situaciones inicial y final del proceso de arranque, tal y como ya ha sido definido.

- Coste de Puesta en Carga.

Se define como coste de puesta en carga el incurrido durante dicho proceso

4.1 Desglose de coste de arranque

La situación de arranque de un grupo termoeléctrico significa a efectos de coste las siguientes etapas diferenciadas:

- Etapa 1: Corresponde a la situación de bajada de carga del grupo desde Carga Mínima hasta el desacople de la unidad.
- Etapa 2: Corresponde al periodo comprendido entre desacople de la unidad y el inicio de la etapa siguiente.
- Etapa 3: Incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad.
- Etapa 4: Corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la Carga Mínima.

En cada una de las etapas reseñadas, que definen la situación de un arranque normal, se producen los siguientes costes diferenciados a analizar en los presentes procedimientos:

- Etapa 1: En esta etapa los costes se refieren a dos tipos de energía:

La primera corresponde al consumo de combustible, desde el inicio de bajada de carga a partir de la Carga Mínima hasta el desacoplamiento de la unidad.

La segunda se refiere a la diferencia entre la energía eléctrica vertida a la red y la consumida en servicios auxiliares tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del Consumo Específico Neto a Carga Mínima.

- Etapa 2: El coste se integra por los dos tipos de energía siguientes:

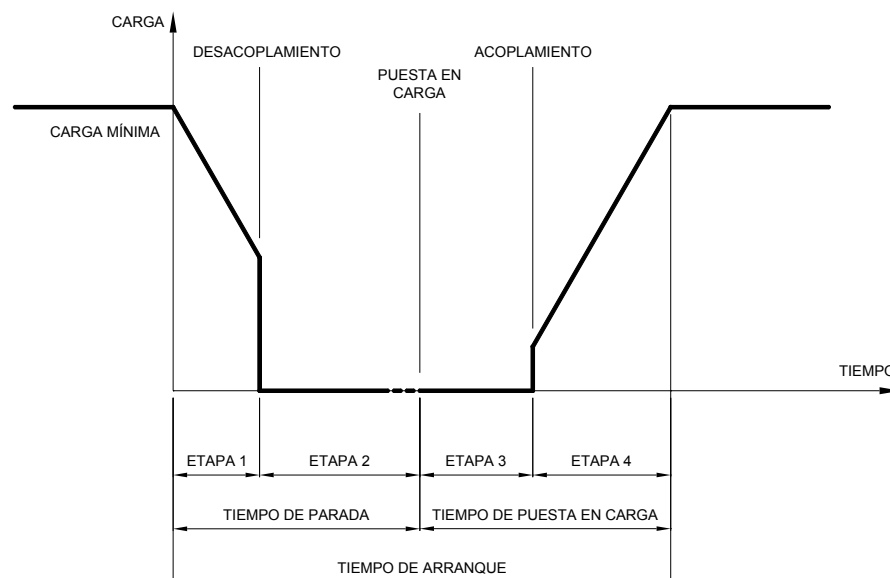
Energía calorífica suministrada por el combustible durante la Etapa.

Energía eléctrica suministrada por el exterior y valorada en su equivalente calorífico al Consumo Específico Neto a la Carga Mínima.

- Etapa 3: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 2.

- Etapa 4: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 1.

La evaluación de los parámetros que se han definido anteriormente, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque vienen establecidos en el Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al Operador del Sistema las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este documento. Con el envío al Operador del Sistema de los procedimientos particularizados se incluirá al menos:

- Objeto, identificación y breve descripción de la instalación sometida a pruebas.
- Declaración de cargas mínima y máxima del grupo y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos los puntos de medición y toma de muestras. Listado clasificado de medidas y posibles medidas adicionales necesarias.
- Particularizaciones (en los casos que proceda por configuración singular de la central) de la formulación del procedimiento general para la instalación particular. Deberá respetarse la nomenclatura del procedimiento general.
- Verificación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y hojas de datos de los instrumentos para tomar medidas primarias.
- Documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos de calibración recogidos en la sección 4 del *Anexo A.III.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de ciclo combinado*.
- Lista de válvulas para aislamiento efectivo de la instalación. Posición de las válvulas en los sistemas principales durante la prueba. Posición de los interruptores en el diagrama unifilar durante la prueba.
- Criterios de reparto y factor de utilización a efectos de cálculo de consumo específico de auxiliares y servicios comunes.
- Resumen de la secuencia de parada y arranque para los ensayos de arranque programados.
- Información técnica relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.
- Valores finales justificados con registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran.

Adicionalmente a lo anterior, se remitirá anexada la documentación siguiente:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación "as built") siguientes:
 - Vapor principal y by-pass.
 - Condensado y agua de alimentación.
 - Drenajes y venteos de la caldera de recuperación.
 - Drenajes y venteos de la turbina de vapor.

- Vapor auxiliar.
 - Agua desmineralizada.
 - Agua de circulación.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilar.
- b) Balances térmicos del ciclo combinado a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100% de carga) y en distintas condiciones ambientales para los diferentes modos de funcionamiento del ciclo.
- c) Curvas entregadas por el suministrador principal para la corrección del consumo específico y potencia generada del ciclo combinado debido a todos los efectos. Estas curvas de corrección serán, como mínimo, para los siguientes factores:
- Temperatura seca.
 - Presión atmosférica.
 - Humedad relativa.
 - Temperatura del foco frío o presión de escape de turbina.
 - Composición del combustible.
 - Frecuencia del alternador.
 - Temperatura del combustible.
- d) Curvas de pérdidas o curvas de rendimiento del (de los) alternador(es) para distintos factores de potencia.
- e) Registro de consumos específicos históricos del grupo a diferentes cargas para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de la pruebas.
- f) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.
- g) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera de recuperación.
- h) Curvas de rendimiento o circuito equivalente de los transformadores para distintos factores de potencia.
- i) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. La serie histórica de datos contendrá registros día a día de temperatura seca media, mínima y máxima, humedad relativa media, mínima y máxima, velocidad del viento media, mínima y máxima y presión atmosférica media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.
- j) En los casos de circuito abierto de refrigeración, serie histórica de la temperatura del medio en el punto de captación con datos diarios de temperatura media, mínima y máxima. También se requiere un histórico con los niveles de marea medio máximo y mínimo. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica o emplazamiento que posea condiciones más similares.
- k) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador
- l) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervienen en las pruebas
- m) Curva de emisiones de NOx en función de la carga

- n) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo.
- o) Manuales de operación y secuencias de arranque.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.
- c) Hojas de datos de mantenimiento de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Lista de señales del SCD.
- e) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- f) Otros datos explícitamente solicitados en este documento.

Adicionalmente el Comité de Ensayos discutirá, en función de las medidas de contraste secundarias, la necesidad de planos de dimensiones específicos de:

- Tanque de agua desmineralizada.
- Tanque de agua de alimentación del desaireador (si existe).
- Tanque de almacenamiento de condensado.
- Tanque de purga continua de la caldera(s) de recuperación.
- Tanque de purga intermitente de la caldera(s) de recuperación.
- Tanque de expansión del condensador.
- Tanques de almacenamiento de combustible.

Si alguna de la documentación citada en este apartado se considerase necesaria y no estuviera disponible, deberá ponerse en conocimiento del Comité de Ensayos para buscar procedimientos alternativos que compensen su falta.

6. Condiciones generales de realización de los ensayos

Para la realización de las pruebas se verificará mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el Operador del Sistema considere necesarias para el cumplimiento de este procedimiento, que la instalación opera en condiciones adecuadas de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y coste de arranque.

6.1 Estado de la instalación

La instalación sometida a pruebas deberá encontrarse en condiciones de conservación adecuadas para la operación, lo cual incluirá comprobar el cumplimiento con el programa de mantenimiento definido para la instalación.

Si de las pruebas se derivan valores de los parámetros de consumo específico y costes de arranque que superen a los históricos en más de un 10% el Operador del Sistema, como supervisor de las pruebas, podrá solicitar justificación por ello, reflejándose en el acta de la prueba.

Los elementos a verificar y la metodología a seguir se especifican en los diferentes apartados de este capítulo.

6.1.1 Estado del condensador

El estado de limpieza del condensador se verificará mediante las siguientes comprobaciones:

- Verificación de que la presión por el lado vapor en el condensador y las temperaturas de entrada y salida del condensador del agua de circulación están dentro de los valores normales de operación del condensador.
- Comprobación, mediante inspección del mapa de tubos taponados, de que el número de tubos taponados está por debajo del valor garantizado para rendimiento en el punto de diseño del condensador.
- Registro en los diarios de mantenimiento de la última operación de inspección y limpieza manual de las cajas de agua y de los tubos en la última parada general de la planta.
- Comprobación, mediante la comparación con las curvas del fabricante, de la pérdida de carga a través de los tubos del condensador.
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de limpieza de tubos del condensador (si existe).

6.1.2 Estado de la caldera de recuperación

El estado de las superficies de intercambio y equipos de la caldera se verificará mediante, al menos, los siguientes puntos:

- Verificación de que las temperaturas de salida por el lado gases y las temperaturas del vapor están dentro de las condiciones normales de operación.
- Registro en los diarios de mantenimiento de la última operación de inspección y limpieza de los tubos de caldera.

6.1.3 Estado del compresor y filtro de aire de la turbina de gas

El estado del turbocompresor y de las tomas de aire se verificará mediante, al menos, los siguientes puntos:

- Comprobar, mediante los diarios de mantenimiento, que se ha realizado una operación previa de lavado del compresor con la planta parada (no serán suficientes lavados con el compresor en operación) en un periodo inferior a seis meses de la fecha de realización de las pruebas. Si el suministrador del grupo compresor-turbina especifica en su documentación que el lavado debe realizarse también en la turbina, se deberá comprobar también esta parte.
- Verificar mediante los diarios y registros de mantenimiento que se han realizado los lavados en operación prescritos por el suministrador.
- Verificar que la relación de compresión alcanzada está dentro del rango de operación.
- Verificar que la caída de presión en los filtros de la toma de aire está dentro de los valores de operación.
- Verificar, mediante los diarios y registros de mantenimiento, que se ha realizado la limpieza o sustitución de los elementos del filtro de aire.

6.1.4 Estado del resto de los equipos principales

Por su repercusión en los resultados se verificará el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante de, al menos, los siguientes equipos:

- Bombas de refrigeración y del circuito de aceite (si aplica).
- Bombas de agua de circulación.

- Bombas de agua de alimentación.
- Bombas de condensado.
- Bombas de vacío del condensador o eyectores.

6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque

Se realizarán al menos dos (2) ensayos para cada tiempo de arranque y modo de funcionamiento. Los ensayos de arranque para una turbina de gas en ciclo abierto se realizarán para tiempos de arranque de 2 y 12 horas aproximadamente. Los ensayos de arranque para los modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor se llevarán a cabo para tiempos de arranque de 8 y 16 horas.

Los tiempos especificados son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular. La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

El proceso de arranque deberá realizarse según la secuencia habitual que lleve a cabo la instalación, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación de la central.

Para aquellos grupos que puedan funcionar con distintos combustibles de forma habitual en la operación (gas natural y gas oil), se deberán realizar todas las pruebas para cada uno de los combustibles.

Los ensayos de arranque se realizarán con el mantenimiento del grupo en estado de embotellamiento del ciclo agua-vapor para minimizar las pérdidas de calor después de la parada, como es práctica habitual en estas centrales. La posibilidad de realización de embotellado, tanto del lado vapor como del lado aire-gases, será establecida con anterioridad a la realización de las pruebas por el Comité de Ensayos.

6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico

Los ensayos de consumo específico tienen como objeto determinar el consumo específico neto de cada grupo en las condiciones en que se realice el ensayo, así como la corrección de este consumo específico a unas condiciones de referencia previamente definidas. Estas condiciones de referencia serán las condiciones medias del emplazamiento y se determinarán a partir del tratamiento estadístico de los registros históricos y de los datos recogidos en los distintos grupos objeto de las pruebas.

Las condiciones para la realización de los ensayos se detallan a continuación:

- Se deben realizar ensayos de consumo específico para cada uno de los modos de funcionamiento posibles y, además, para cada una de las turbinas de gas y de los conjuntos turbina de gas-caldera de recuperación-turbina de vapor con los que pueda alcanzarse un modo de funcionamiento. El consumo específico de estas situaciones operativas se calculará como la media entre los ensayos análogos.

Por ejemplo, para una configuración 2-2-1 (dos turbinas de gas, dos calderas de recuperación y una turbina de vapor), se realizarían ensayos de consumo específico para cada una de las turbinas de gas en ciclo abierto (dos grupos de ensayos), para cada uno de los conjuntos turbina de gas-caldera de recuperación-turbina de vapor (dos grupos de ensayos) y para el ciclo combinado completo con las dos turbinas de gas y la turbina de vapor (un grupo de ensayos). De esta forma existirían cinco grupos de ensayos a partir de los cuales se confeccionarían las tres curvas de consumo específico.

- Con objeto de disminuir el número total de ensayos, podrá realizarse un único grupo de ensayos en aquel conjunto turbina de gas o turbina de gas-caldera de recuperación-turbina de vapor designado por el Operador del Sistema.

- Cada uno de los ensayos de consumo específico para cada turbina de gas se realizará, como mínimo, a tres cargas operacionales: Carga Base, Carga Intermedia y Carga Mínima. Como carga intermedia se escogerá una carga estable en torno al 75% de la Carga Base de la turbina de gas.
- Para cada conjunto turbina de gas-caldera de recuperación-turbina de vapor se realizarán igualmente tres ensayos como mínimo: carga base (con la turbina de gas al 100%), carga mínima correspondiente a este modo de funcionamiento y una carga intermedia que correspondería a una producción de vapor intermedia entre las dos anteriores.
- El estado de Carga Mínima correspondiente a un modo de funcionamiento combinado de la(s) turbina(s) de gas y turbina de vapor, se obtendrá con la misma carga mínima especificada para la(s) turbina(s) de gas en ciclo abierto pero con el by-pass de gases completamente cerrado de forma que conduzca a un modo de operación normal y estable de la turbina de vapor, esta carga mínima debería coincidir con el valor declarado por el titular y aprobado por la administración competente.
- Finalmente, para la configuración base (ciclo combinado completo), se realizarán igualmente tres ensayos, como mínimo, con todas las turbinas de gas a la misma carga en las siguientes situaciones: Carga Mínima de las turbinas de gas, Carga Intermedia y Carga Base.
- La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia del SCD de la sala de control.
- Se realizarán, al menos, dos ensayos o series de toma de datos válidas y aceptadas a cada una de las cargas y modos de funcionamiento indicados arriba.
- La empresa propietaria debe aportar los datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán coincidir con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de Energía. La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia de la sala de control durante la prueba y se comprobará que la oscilación de la potencia respecto de la media es inferior al 1,3%. En casos excepcionales podrá permitirse una oscilación hasta del 5%.
- No se admitirá realizar consecutivamente dos ensayos a la misma carga.
- Las potencias de los ensayos no podrán diferir de la carga especificada para la prueba más de un 5%.
- Las condiciones de realización del ensayo serán tan próximas como sea posible a las de referencia (condiciones medias del emplazamiento), para reducir al mínimo los factores de corrección. En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección. El combustible utilizado durante los ensayos será el que se establezca por medio de Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se realizarán las pruebas de rendimiento. Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones del foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.
- Los ensayos deberán realizarse con una generación de potencia reactiva estable. El factor de potencia será el valor medio registrado en el último año de operación y lo fijará el Operador del Sistema. En caso de que fuese imposible fijar este factor, las pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua. El factor de potencia de dos ensayos a la misma carga no podrá variar más de un 5%.

- El modo de operación del ciclo combinado durante cada ensayo será el habitual del mismo.
- Las series de datos de las variables recogidas en cada ensayo deberán estar dentro de los rangos de fluctuaciones respecto a la media indicados en la tabla siguiente:

PARAMETROS	VARIACION ADMISIBLE RESPECTO A LA MEDIA
Potencia eléctrica de salida	$\pm 1.3\%$, excepcionalmente $\pm 5\%$
Factor de potencia	$\pm 2\%$
Velocidad de rotación	$\pm 0.65\%$
Presión barométrica	$\pm 0,33\%$
Temperatura de aire en toma de entrada	$\pm 0.65\text{ }^{\circ}\text{C}$
Poder calorífico	$\pm 1\%$
Flujo de combustible	$\pm 1.3\%$
Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina de gas	$\pm 0.65\%$
Contrapresión de escape en la turbina de gas	$\pm 0,33\%$
Presión absoluta del aire a la entrada a la turbina de gas	$\pm 0,5\%$
Temperatura de salida del refrigerante*	$\pm 2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Ascenso de la temperatura del refrigerante*	$\pm 2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Flujo de Agua de alimentación	$\pm 3\%$
Presión en Vapor	
>35 bara	$\pm 3\%$
<35 bara	$\pm 1\text{ bar}$
Flujo de Vapor	$\pm 3\%$
Temperatura de agua de alimentación	$\pm 5,5\text{ }^{\circ}\text{C}$

* Aplicable sólo donde sean usados "precoolers" "intercoolers" y "aftercoolers"

- La turbina de vapor funcionará a presión fija o deslizante, según el modo habitual que opera para la carga del ensayo.
- Al comienzo, durante la realización y final de cada ensayo se registrará la calidad del agua de la caldera de recuperación. La calidad del agua no podrá registrar empeoramientos sostenidos a lo largo del ensayo sino sólo los erráticos propios de la medida. El nivel de purga de los calderines será el normal de explotación.

- A los servicios auxiliares que requieran vapor en las condiciones operacionales, se les suministrará vapor durante las pruebas.
- Se comprobará que la posición de las válvulas de aislamiento sea la adecuada para una correcta explotación de la instalación y que esté de acuerdo con las instrucciones del fabricante de los equipos y las normas y recomendaciones que sean de aplicación.
- El grupo deberá aislarse de otros que hubiera en la misma central.
- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diesel de emergencia, caldera auxiliar o cualquier otro equipo ajeno a la operación normal en carga del grupo.
- En ciclos combinados con varias turbinas de gas, los ensayos a cargas parciales se realizarán sin desequilibrar la carga de las distintas turbinas, de forma que la potencia producida por cada una de ellas no difiera en más de un 5%.
- Cada ensayo tendrá una duración mínima de dos (2) horas, siendo rechazables aquellas en que la duración sea menor.
- La frecuencia de lecturas para variables primarias y secundarias será de 1 minuto para las recogidas mediante el sistema de control. Cuando sea necesario tomar medidas manuales se establece una frecuencia de toma de datos de 5 minutos para variables primarias de clase 1 (excepto el caudal de agua de alimentación que será de 3 minutos) y de 10 minutos para las variables primarias de clase 2 y variables secundarias. El registro de las medidas de niveles de tanques y de energía activa y reactiva sólo será necesario realizarlo al principio y al final del ensayo.
- Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el *Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado*.
- Aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas, de acuerdo a la tabla anterior, de los parámetros operacionales serán rechazadas. Con el fin de limitar estos rechazos al mínimo se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo a un ensayo.
- El periodo de estabilización concluye cuando se alcanza la estabilidad según se indica en la tabla de variación respecto a la media de los parámetros de funcionamiento y dicha estabilidad se mantiene durante una (1) hora. Para este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.

6.4 Cálculos

La evaluación de los parámetros objeto de este procedimiento de prueba, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque se han desarrollado en el *Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado*.

7. Documentación general de los ensayos

De toda la documentación generada en la recogida de datos durante el ensayo, sea en formato electrónico o sobre papel, se harán dos copias que llevarán su respectiva identificación. Una de ellas será entregada al supervisor de las pruebas y la otra al Titular de la instalación. Cada una de estas partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia que le sea entregada.

7.1 Decolección de muestras

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de carbón, escorias y cenizas. Esta recogida se realizará de acuerdo con el procedimiento establecido.

Una vez realizado el acopio de las muestras, se seleccionarán tres muestras de cada componente muestreado y se introducirán en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el Operador del Sistema, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

7.2 Formatos de incidencias

Cualquier incidencia durante la realización de los ensayos o de su posterior tratamiento será recogida en los correspondientes formatos de incidencias.

7.3 Acta de los resultados de la prueba

El acta de resultados de la prueba incorporará el siguiente contenido:

- Resumen o Sumario de la Prueba, dando información general sobre la planta, objeto de la prueba, fecha y duración de ésta, resumen de los resultados principales y cualquier incidencia o desviación con respecto al procedimiento aprobado, que se haya acordado entre las partes en el momento de realizar los ensayos.
- Introducción, incluyendo información adicional de carácter general que no se haya incluido en el Sumario. Esta información general se referirá a:
 1. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.
 2. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.
 3. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
 4. Condiciones particulares que se hayan acordado entre las partes para la realización de la prueba, que por su extensión no se hayan recogido en el Sumario.
 5. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
 6. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.
- Cálculos y Resultados basados en el *Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado*, adaptado para cada central. Además se incluirá cualquier otro cálculo especial que haya sido necesario realizar para la obtención de los resultados. Este apartado deberá incluir también la comparación de repetibilidad de las series de ensayos que se llevan a cabo para cada prueba.
- Instrumentación de la prueba, incluyendo la siguiente información:
 1. Lista general de instrumentos usados, indicando tipo y modelo.
 2. Descripción de la localización de los instrumentos.
 3. Descripción de los medios usados para la toma de datos de medida en cada localización.
 4. Identificación de los instrumentos usados como referencia.
 5. Descripción general del sistema de adquisición de datos utilizado.

6. Hojas de los resultados de la calibración de los instrumentos utilizados y certificados de calibración de los mismos.

- Conclusiones, con una discusión más detallada que pudieran presentar algunos resultados de los ensayos realizados, incluyendo también posibles cambios en el Procedimiento General de Prueba, entendido como lecciones aprendidas para otras pruebas posteriores en otras plantas.
- Formatos de incidencias y/o discrepancias.

Anexos tales como hojas de datos de equipos principales, curvas o factores de corrección utilizados, copia de los registros de medidas, resultados de los análisis de combustible en laboratorio, etc.

8. Aislamiento del grupo

8.1 Aislamiento eléctrico

Con el fin de poder determinar los consumos eléctricos en auxiliares del grupo ensayado las alimentaciones a las barras de servicios eléctricos auxiliares se dispondrán de tal manera que siempre sea posible determinar, mediante los correspondientes contadores de energía, el consumo de cada grupo.

En caso de no poder realizarse lo anterior, se llevará a cabo un reparto ponderado por potencia generada entre los grupos que tengan servicios auxiliares comunes.

8.2 Interconexiones mecánicas

Aquellas interconexiones mecánicas existentes entre grupos para arranques serán identificadas. Los intercambios entre grupos durante los arranques serán cuantificados y cargados al grupo que se arranca.

Durante los ensayos de consumo específico no se permitirá la interconexión entre diversos grupos. Si existiesen dichas interconexiones y, por lo tanto, equipos comunes, se establecerá un procedimiento especial, tanto para su funcionamiento como para la asignación de la potencia eléctrica consumida en caso de que la hubiese.

Además de aquellas interconexiones que se señalen en cada caso particular, se pondrá especial cuidado en aislar los siguientes sistemas de cada grupo:

- Vapor auxiliar.
- Vacío del condensador, si estuviera interconectado.
- Vapor de cierres si estuviera interconectado.
- Aire comprimido.
- Agua de servicios.
- Gasoil.
- Gas Natural.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación

Durante cada ensayo se mantendrá aislada la aportación de fuel desde los tanques de almacenamiento al tanque diario o de retornos del grupo que se ensaya a los tanques de almacenamiento.

La aportación de agua al ciclo se mantendrá en operación durante todo el tiempo que dure cada ensayo. Sin embargo el tanque de reserva de condensado se aislará fehacientemente de la aportación de agua desmineralizada.

ANEXO A.III.3

Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de ciclo combinado

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Procedimientos de medida.
 - 2.1 Clasificación de variables.
 - 2.2 Redundancia.
 - 2.3 Recogida de datos.
 - 2.4 Comprobación de la instrumentación.
 - 2.5 Requisitos básicos de instrumentación.
3. Procedimiento para la toma de muestras.
 - 3.1 Toma de muestras de combustible.
 - 3.2 Variables fundamentales de cálculo.
4. Calibración de los instrumentos.
 - 4.1 Instrumentos exentos de calibración.
 - 4.2 Requisitos de calibración.
 - 4.3 Instrumentación de calibración.

1. Objeto

El objeto de este documento es fijar el método utilizado para la toma de medidas con el fin de obtener los datos necesarios para realizar los cálculos expuestos en el *Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado*.

Como criterio general con el fin de reducir costes y facilitar el proceso, siempre que la instrumentación de la planta objeto de las pruebas cumpla con los requisitos de precisión necesarios será ésta la empleada en la toma de medidas. Las condiciones que se requieren de la instrumentación están recogidas en la sección 2 de este documento. En caso de que la instrumentación de la planta no cumpla los requisitos adecuados o no se disponga de alguna instrumentación, deberá preverse la instrumentación adicional e instalarse en los puntos necesarios previamente a la realización de los ensayos.

2. Procedimientos de medida

- 2.1 Clasificación de variables

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir diferentes especificaciones según pertenezca a cada uno de los siguientes grupos recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46:

- Variables primarias: Son variables empleadas en los cálculos. Se dividen en variables primarias de clase 1 y variables primarias de clase 2. Las variables primarias de clase 1 son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa mayor o igual de 0,2. Las variables primarias de clase 2 tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor de 0,2. El coeficiente de sensibilidad de una variable indica la variación del resultado del ensayo respecto a un incremento unitario de esa variable. La definición matemática del coeficiente de sensibilidad relativo se encuentra en ANSI/ASME PTC 19.1.

- Variables secundarias: Se trata de variables que no intervienen en los cálculos y se procede a su medida sólo para verificar (en los casos que proceda) que se encuentran en un rango que no invalida las condiciones de realización de las pruebas. Para estas variables no se fijan requisitos especiales de sensibilidad, salvo que se especifique lo contrario, sin embargo sí se requerirá verificación de la salida del instrumento previa a la prueba. Esta verificación podrá ser mediante calibración en planta. Dicha calibración no será obligatoria si se dispone de instrumentación de contraste.

2.2 Redundancia

Se entiende por medidas redundantes aquellas que son equivalentes y disponen de la calidad suficiente, aunque los equipos de medida tengan diferente localización.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2. No se requiere instrumentación redundante en instrumentos medidores de flujo y de medida eléctrica.

La redundancia, debe ser realizada preferentemente mediante instrumentos situados en la misma ubicación, aceptándose otra diferente si la variable que se está evaluando es conservativa. Si existe un instrumento local en la misma ubicación puede utilizarse para verificar el correcto funcionamiento de los instrumentos utilizados.

No obstante, para variables primarias de clase 2, podrán hacerse excepciones debidamente justificadas, por excesivo coste o dificultad técnica, al requisito de redundancia para cada planta particular, que se deberán recoger en cada procedimiento particularizado.

2.3 Recogida de datos

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central. Sólo para variables en que no se disponga de ningún sistema automatizado de registro de datos se procederá a la toma de datos manual, siempre que se cumplan todos los requisitos necesarios de precisión, redundancia y frecuencia de lecturas registradas. Los instrumentos locales también podrán ser utilizados para comprobar el correcto funcionamiento del sistema de recogida de datos del sistema de control.

Para la recogida de datos desde el Sistema de Control Distribuido (en caso de existir) se establecerán las frecuencias de recogida de valores especificadas y se eliminará la tolerancia de filtrado que hace al sistema de control ignorar el cambio en el valor de la lectura si la variación respecto al anterior registro es inferior a una cantidad. Esta cantidad deberá a ser nula o al menos 4 órdenes de magnitud inferior a la medida, a fin de no influir en los resultados.

Los valores finales suministrados deberán ser valores promedio corregidos (en los casos que proceda) por calibración de instrumentos, corrección del cero, presión barométrica, temperatura ambiente, etc. (en unidades de ingeniería). Para variables primarias, se remitirá la señal primaria del instrumento realizándose posteriormente la transformación y cálculos necesarios. Para estas variables primarias también podría aceptarse la medida en unidades de ingeniería corregida por el sistema de control sólo en caso de que se verifique que los todos los cálculos intermedios y mecanismos de transformación de señal son rigurosos de acuerdo a lo recogido en los diferentes códigos ANSI/ASME PTC relativos a la medida de temperatura, caudal, presión, etc.

2.4 Comprobación de la instrumentación

Antes del comienzo de las pruebas se comprobará el correcto funcionamiento e instalación de los instrumentos que se usen en las mismas.

La Central dispondrá y facilitará la documentación correspondiente para la comprobación de la calibración de los elementos de medida, presión, temperatura, caudal y nivel, así como para realizar las correcciones necesarias. También facilitará los

instrumentos necesarios para medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación

Como norma general, si no se especifica lo contrario, cuando se defina una incertidumbre máxima para la determinación de una variable, ésta incluirá tanto la incertidumbre del instrumento propiamente dicha como la de sistema de acondicionamiento de señal de forma que la combinación de ambas incertidumbres (instrumento sensor y equipo acondicionador de señal) ha de ser menor que el valor especificado.

2.5.1 Medidas de Presión

Las medidas de presión se harán preferiblemente por medio de transmisores que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de presión recomendado es mediante instrumentos electrónicos. Todos los cables de estos equipos deben ser puestos a tierra con el fin de derivar cualquier corriente inducida desde equipos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales como manómetros o balanzas de pesos muertos, etc., siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.1.1 Requerimientos de precisión

Las variables primarias de clase 1 serán medidas con transmisores de presión con una incertidumbre total máxima de 0,3% en el rango de calibración. Estos transmisores de presión deberían ser compensados por temperatura. Si la compensación por temperatura no es posible, la temperatura ambiente en la localización de la medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración para determinar si el descenso en la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 deberán ser medidas con transmisores de presión de 0,5% de incertidumbre en el rango de calibración. Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

2.5.1.2 Tipos de transmisores de presión

Se recogen tres tipos de transmisores de presión:

- Transmisores de presión absoluta.
- Transmisores de presión manométrica.
- Transmisores de presión diferencial.

Transmisores de presión absoluta

Los transmisores de presión absoluta miden la presión referenciada al cero absoluto de presión. Deberán ser usados para medir presiones cuyo valor sea igual o inferior a la presión atmosférica. Estos instrumentos también podrán ser usados para medir presiones superiores a la atmosférica.

Transmisores de presión manométrica

Los medidores de presión manométrica sólo serán utilizados para medir presiones cuyo valor sea superior a la presión atmosférica. La presión atmosférica de referencia será medida mediante un transmisor de presión absoluta.

Transmisores de presión diferencial

Estos dispositivos son utilizados donde el caudal se determina mediante una medida de presión diferencial.

2.5.2 Medidas de Temperatura

Las medidas de temperatura se harán preferiblemente por medio de transmisores de temperatura que cumplan los requisitos que se establecen en los siguientes puntos.

El registro de medidas de temperatura recomendado es mediante procedimientos electrónicos. Todos los cables de señal de la instrumentación deberán ser puestos a tierra para derivar cualquier corriente inducida por instrumentos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.2.1 Precisión

Todos los instrumentos utilizados en la medida de variables primarias de clase 1 deben tener una incertidumbre no superior a 0,25 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre no superior a 0,5°C para temperaturas de más de 90°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no superior a 1,5°C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre no superior a 2,5°C.

2.5.2.2 Dispositivos medidores de temperatura

A efectos de la realización de los ensayos, se distinguen los siguientes medidores de temperatura:

- Termómetros
- Termopares
- Termorresistencias

Termómetros

El uso de termómetros queda restringido a aquellas medidas cuyo número de lecturas y su frecuencia sea reducida. Deberán ser usados a la misma profundidad de inmersión que la usada en la calibración, o aplicar la corrección recogida a este respecto en el código ANSI/ASME PTC 19.3.

Termopares

Los termopares serán utilizados para medir la temperatura de cualquier fluido por encima de 90°C. La máxima temperatura dependerá del tipo de termopar y del material del revestimiento utilizado.

Para rangos de temperaturas entre 90 °C y 760 °C se recomiendan termopares tipo E. Si la temperatura se encuentra entre 760 °C y 1350 °C se recomiendan termopares tipo K. No obstante se permitirá el uso de cualquier dispositivo que cumpla los requerimientos de precisión y calibración solicitados.

Los termopares para medidas primarias de clase 1 deberán tener una unión fría de referencia a 0 °C o a temperatura ambiente si la unión está bien aislada y el dispositivo de medida de referencia calibrado. El punto de referencia de hielo podrá ser un baño de hielo agitado o un baño de hielo calibrado electrónicamente.

Los termopares usados en medidas primarias de clase 2, pueden tener uniones en los hilos de medida. La unión de dos hilos de medida deberá ser mantenida a la misma temperatura. La unión fría estará a la temperatura ambiente, no obstante la temperatura ambiente será registrada y la medida se compensará por cambios en esta temperatura de la unión fría.

Termorresistencias

Las termorresistencias podrán ser usadas para medir temperatura hasta la máxima temperatura recomendada por el fabricante (típicamente alrededor de 650 °C).

2.5.2.3 Indicaciones para algunas mediciones de temperatura

Medida de temperatura de un fluido en una línea o recipiente

La medida de la temperatura de un fluido en el interior de una línea o recipiente (sometido a presión) se llevará a cabo mediante la instalación de un pocillo de temperatura. El pocillo deberá estar dimensionado de forma adecuada para garantizar la no interferencia entre el dispositivo de medida y el pocillo.

Como alternativa a la medida mediante el uso de pocillo de temperatura, si el fluido está a una presión baja (entre 0,5 y 1,5 bar) el dispositivo medidor puede ser directamente instalado.

2.5.3 Medidas de Caudal

Todas las medidas de caudal que a continuación se detallan deberán observar, en la medida de lo posible, las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.5 (2004) o en sus revisiones posteriores, respecto a las distancias aguas arriba y abajo necesarias de tubería recta para una correcta medición de caudal.

2.5.3.1 Medidas de caudal de agua y vapor

Por motivos de precisión siempre que sea posible se medirán los caudales de agua y, a partir de ellos, se deducirán los de vapor.

2.5.3.1.1 Instrumentos de medida de caudal

La información relativa a la fabricación, calibración e instalación de caudalímetros se puede encontrar en ANSI/ASME MFC-3M. Estos elementos pueden ser utilizados para medidas de caudal de variables primarias de clase 2 y de variables secundarias. También podrán ser utilizadas para medidas de caudales primarios de clase 1 siempre que no se precise extrapolación para el máximo número de Reynolds con que fueron calibrados. Como norma general estos instrumentos tendrán una incertidumbre en la medida inferior a 0,5% para vapor y 0,4% para agua líquida y deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El coeficiente β debería estar limitado al rango de 0,25-0,5 para toberas "wall-tap" (tomas de presión en las paredes) y venturis y 0,30-0,60 para orificios.
- Las medidas de variables primarias de clase 1 requieren calibración en todo el rango
- Para medidas de variables primarias de clase 2 y variables secundarias, podrá ser utilizado el coeficiente de referencia apropiado recogido en el ANSI/ASME MFC-3M.

2.5.3.1.2 Indicaciones para la medida del caudal de agua

Las medidas de caudal de agua serán recogidas cuando el flujo sea estacionario o siempre que sea posible una frecuencia de adquisición tal que permita registrar todas las oscilaciones del caudal durante el ensayo. Se evitará que el agua sufra vaporización en su paso por el instrumento de medida.

2.5.3.1.3 Indicaciones para la medida de caudal de vapor

A su paso a través del instrumento de medida, el vapor debe permanecer sobrecalentado. Para líneas de vapor con atemperadores, la medida de caudal de vapor

debe situarse aguas arriba de estos, y obtener el caudal final como suma de dicho vapor y el agua de atemperación.

El cálculo del caudal de vapor a través de una tobera, orificio o venturi debe estar basado en las condiciones aguas arriba de presión, temperatura y viscosidad. A fin de evitar la distorsión introducida por un pocillo de temperatura localizado aguas arriba del elemento de medida las medidas aguas abajo de temperatura y presión son utilizadas para determinar la entalpía del vapor, que se supone constante en una línea convenientemente aislada. Basado en esta entalpía y con la presión aguas arriba el resto de propiedades pueden ser calculadas.

2.5.3.2 Medidas de caudal de combustible líquido

El combustible líquido será medido utilizando medidores de caudal que hayan sido calibrados en todo el rango del número de Reynolds esperado durante el ensayo. Para las medidas de flujo, la temperatura del combustible debe ser determinada con precisión para calcular el flujo correctamente. Otros medidores de flujo serán aceptados siempre que pueda ser alcanzado un error de la medida del 0,7% o inferior (se aconseja un valor del 0,5%). Esta recomendación será obligatoria si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red). Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Para las pruebas de arranque, también se podrá determinar el caudal de combustible líquido por aforo en los tanques.

2.5.3.2.1 Medidores de caudal de desplazamiento positivo

Este tipo de medidores irá sin compensación de temperatura. Los efectos de la temperatura en el fluido pueden ser tenidos en cuenta calculando el flujo másico basado en la densidad específica según la siguiente formulación:

$$qmh = 999,015 \cdot 60 \cdot qv \cdot (sg)$$

Donde:

qmh : Caudal másico (kg/h).

qv : Caudal volumétrico (m³/min).

sg : Densidad específica (adimensional).

60 : Minutos por hora.

999,015 : Densidad del agua a 15,5 °C (kg/ m³).

El análisis del combustible debe ser llevado a cabo sobre muestras tomadas durante las pruebas. El Poder Calorífico Superior e Inferior así como la densidad específica deberá determinarse a partir de dicho análisis. La densidad específica se determinará a tres temperaturas cubriendo el rango de temperaturas medidas durante el ensayo. La densidad específica del fluido a la temperatura de trabajo será determinada por interpolación.

2.5.3.3 Medidas de caudal de combustible gaseoso

Los flujos de combustibles gaseosos serán medidos principalmente mediante medidores del tipo turbina u orificio. El flujo final de combustible debe ser determinado con una incertidumbre total inferior al 0,8%. Este requisito fija las incertidumbres de todas las medidas utilizadas para determinar el caudal de combustible (densidad, presión estática y diferencial, temperatura, etc.), de forma que la incertidumbre total esté por debajo del rango especificado. Otras medidas para flujo serán aceptadas siempre que pueda demostrarse que la incertidumbre total en la medida final es inferior al 0,8%. Si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida

de combustible y potencia vertida a la red) la incertidumbre en la medida deberá ser inferior al 0,5%. Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Deberá verificarse que el proceso de cálculo utilizado es riguroso en todos los cálculos intermedios. Para un orificio de descarga estos cálculos intermedios deben incluir, entre otros, el coeficiente de descarga, el diámetro corregido por expansión térmica, el factor de expansión del gas, etc. En caso de un medidor de turbina, los resultados intermedios deberán contemplar las constantes de medida usadas en el cálculo y los cálculos realizados a partir de frecuencia, temperatura y presión. Se verificarán para ambos dispositivos el análisis del combustible y los resultados intermedios usados en el cálculo de la densidad.

2.5.4 Medidas de generación eléctrica

Las medidas eléctricas en puntos frontera se realizarán con los equipos de medida instalados que cumplirán con el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM) y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC)

Si fuese necesario realizar alguna medida eléctrica en algún punto donde no se encuentren instalados equipos que cumplan el RPM, dicha medida se llevará a cabo según uno de los esquemas de medidas de instalaciones polifásicas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 46 mediante la conexión de los pertinentes medidores de potencia y/o energía activa y/o reactiva a los transformadores de tensión e intensidad instalados a tal efecto. A continuación se procede a recoger los requerimientos de cada instrumento particular para esta circunstancia.

2.5.4.1 Medidores de potencia activa (vatímetros)

Los vatímetros serán utilizados para registrar las medidas de potencia activa instantáneas.

Los vatímetros empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia activa deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos superiores al minuto.

2.5.4.2 Medidores de energía activa

Estos medidores serán utilizados para registrar la energía activa durante la realización de los ensayos.

Los medidores de energía activa empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.3 Medidores de potencia reactiva (varímetro)

Estos medidores serán empleados para registrar medidas de potencia reactiva instantánea.

Para la medición de variables primarias tanto clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia reactiva deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos superiores al minuto.

2.5.4.4 Medidores de energía reactiva

Estos medidores serán empleados para registrar la potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

Para la medición de variables primarias tanto clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.5 Transformadores de tensión

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador, debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.4.6 Transformadores de intensidad

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador, debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.5 Medidas de Nivel

Las mediciones de nivel se llevarán a cabo preferiblemente mediante los transmisores de nivel existentes en la Central debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos podrán ser del tipo magnético local o similar, también con una precisión del rango de calibración de 0,5% para medidas primarias aunque se recomienda una precisión superior al 0,25%.

2.5.6 Medida de la humedad

La medida de humedad será obtenida con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima del 2%. La humedad absoluta se determinará por cálculo a partir de las temperaturas seca y de la temperatura de bulbo húmedo o humedad relativa.

2.5.7 Medidas de tiempo

Para medidas primarias de clase 1 que necesiten un cómputo de tiempo (ejemplo potencia medida a través de pulsos de energía) se utilizarán sistemas con una precisión mayor a 0,5 segundos en una hora.

No se establecen requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de combustible

Se tomarán (3) muestras de combustible, al principio, en la parte central del ensayo y al final, procedentes del tanque de alimentación de las turbinas de gas, en caso de funcionamiento con gasoil, o de la tubería de suministro en caso de funcionamiento con gas natural. Se verificará que en todo momento el combustible procede de esa única fuente. Al término de la prueba las tres muestras se mezclarán en un único recipiente del cual, una vez homogeneizado, se tomarán tres (3) porciones, las cuales se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de análisis, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario. Para el caso de combustible gaseoso, si así lo acuerda el Comité de Ensayos, podrá efectuarse este análisis a partir del cromatógrafo instalado en la planta, siempre que se verifique que sus lecturas son suficientemente rigurosas. Las muestras para contraste se guardarán en la central hasta que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva la aprobación de los resultados.

Para las pruebas de arranque podrá utilizarse el análisis de combustible efectuado en las pruebas de rendimiento siempre que haya certeza de que se trata exactamente del mismo combustible, sin que haya sido de nuevo rellenado el tanque de almacenamiento, en caso contrario se tomarán nuevas muestras.

El análisis de las muestras de combustible, en la medida de lo posible, deberá llevarse a cabo de acuerdo con los métodos y la incertidumbre marcados en el ANSI/ASME PTC 22 capítulo 4 (u otros métodos de precisión equivalente). En cualquier caso el poder calorífico deberá determinarse con una incertidumbre máxima del 0,4%. El análisis del combustible debe comprender:

- Densidad a 15 °C, 25 °C y 40 °C (si es gas no aplica).
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Composición química elemental.

3.2 Variables fundamentales de cálculo

Se puede encontrar un listado general de variables en el *Anexo A.III.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de ciclo combinado*.

4. Calibración de los instrumentos

4.1 Instrumentos exentos de calibración

Se podrá eximir de calibración previa al ensayo a un instrumento siempre que el propietario pueda acreditar un certificado de calibración que garantice que la incertidumbre máxima del instrumento a fecha de realización de la prueba cumple con los requisitos especificados.

Las características del instrumento deberán estar garantizadas en el momento de realización del ensayo, mediante el valor de incertidumbre del instrumento en función del tiempo (stability/estabilidad) y no a través de la incertidumbre justo después de realizarse la calibración (precisión/accuracy).

La deriva (pérdida de precisión) del instrumento se considerará que evoluciona de forma lineal entre el valor justo después de la calibración y el valor de incertidumbre para el tiempo de garantía máximo.

No se permitirán extrapolaciones de valores de incertidumbre una vez sobrepasado el tiempo garantizado de estabilidad. Si este tiempo ha sido sobrepasado y/o el instrumento no dispone de valor de incertidumbre garantizado en función del tiempo, el instrumento deberá someterse a calibración.

En aquellos instrumentos que pueden alterar el rango una vez que el instrumento está instalado, en el caso de que se modificase el rango de calibración para la prueba, el instrumento no estará eximido de calibración aunque contará con un certificado de garantía vigente.

4.2 Requisitos de calibración

Toda la instrumentación que se utilice durante los ensayos para la medida de variables primarias deberá disponer de un certificado de calibración en vigor emitido por un laboratorio de calibración independiente debidamente acreditado. En casos debidamente justificados, previa aprobación por el Comité de Ensayos, se podrá permitir la calibración interna de la instrumentación que se utilice para la medida de variables primarias.

En estos casos, la calibración interna de la instrumentación se realizará con patrones que cuenten con su correspondiente certificado emitido por un laboratorio acreditado. El

procedimiento de calibración empleado deberá contar con un dictamen, elaborado por un laboratorio acreditado, en cuanto a su adecuación a la normativa vigente.

Los instrumentos de variables secundarias podrán ser calibrados según el procedimiento interno de calibración de planta y deberán disponer de hoja de calibración en vigor, que incluirá las correspondientes hojas de datos. Esta calibración no será obligatoria si existe instrumentación de contraste que permita verificar el buen funcionamiento del instrumento.

Los resultados de la calibración se reflejarán en hojas y curvas de calibración que estarán disponibles en las instalaciones para su comprobación y posible contraste por el personal responsable de los ensayos. La calibración de los instrumentos se realizará, en la medida de lo posible, acorde con lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46 y ANSI/ASME PTC 19.

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá identificar en los procedimientos particularizados los instrumentos utilizados para la toma de variables, detallando para cada uno en particular el estado de incertidumbre que tendrá a fecha de la prueba (ver sección 4.1 para determinación de la incertidumbre a fecha distinta de la de calibración). En caso de que la incertidumbre a fecha de la prueba sea superior a la requerida deberá preverse su calibración, indicándose en el procedimiento particularizado la fecha prevista para tal calibración así como la incertidumbre esperada a tal fecha.

Como norma general para los instrumentos que no garanticen estabilidad de la calibración en el tiempo (stability) la calibración deberá llevarse a cabo en un plazo máximo de un mes previo a la realización de las pruebas. Si el instrumento cuenta con un valor de estabilidad (aumento de incertidumbre máximo garantizado en función del tiempo), la calibración podrá realizarse en cualquier fecha que permita garantizar la precisión requerida durante la prueba.

Los procedimientos relativos a estándares de referencia con los que se calibran los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 y clase 2 deben estar reconocidos por organizaciones de estandarización. Los estándares de referencia deben tener una precisión al menos cuatro veces mayor que el instrumento de prueba que se desea calibrar. Sólo se podrán utilizar estándares con una precisión menor si cumplen con todos los requisitos de calibración recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46 sección 4.1.

Los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 deben estar calibrados al menos en dos puntos más que el orden de ajuste de la curva de calibración. Cada instrumento debe ser calibrado de forma que el punto de medida sea aproximado de una forma descendente y ascendente. Los instrumentos que tengan diferentes rangos deberán ser calibrados en cada uno de los rangos que sean usados durante el período de pruebas. En los instrumentos que no pueden ser calibrados en todo el rango de operación y se calibran hasta valores inferiores al esperado en las pruebas, se permitirá la extrapolación de la curva de calibración previendo un tratamiento especial recogido en el correspondiente procedimiento particularizado. Este es el caso de los dispositivos medidores de caudal. Los instrumentos de variables primarias de clase 1 deberán contar con una certificación de calibración.

Los instrumentos de medida de variables primarias de clase 2 deben ser calibrados, al menos, en un número de puntos igual al orden del polinomio de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene un error fijo inferior a la precisión requerida, el punto de medida sólo necesita ser aproximado en una dirección (creciente o decreciente).

Los instrumentos usados en medidas primarias serán también calibrados o chequeados tras los ensayos si se detectase inconsistencia en los registros y no existiese una fuente de medida redundante fiable a petición del supervisor de la prueba. En el caso de instrumentos usados para medir caudales pertenecientes a variables de clase 1, el

instrumento podrá ser inspeccionado terminadas las pruebas en vez de recalibrado. En cualquier caso no se requiere test de recalibración de los transformadores.

En caso de detectarse una diferencia significativa (superior a la precisión exigida del instrumento) entre la calibración antes y después de las pruebas, podría optarse por rehacer los cálculos con la calibración final de mutuo acuerdo de las partes. De lo contrario se procedería a la anulación de las pruebas.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias deberán ser calibrados en lazo (cadena de medida completa). La calibración en lazo implica la calibración del instrumento a través del equipo de acondicionamiento de señal. Esto podrá llevarse a cabo calibrando el instrumento incluyendo conjuntamente el equipo de acondicionamiento de señal. Alternativamente también se podrá calibrar de forma separada el sistema de acondicionamiento aplicando una señal conocida mediante un sistema generador de señales de precisión.

Cada laboratorio o centro de calibración deberá disponer de un plan de aseguramiento de la calidad, este plan deberá estar disponible para presentarse si fuese requerido por el supervisor de las pruebas.

4.3 Instrumentación de calibración

Toda la instrumentación y documentación necesaria para realizar la calibración o comprobación de la instrumentación fija y temporal deberá estar disponible en el propio laboratorio de la Central a ensayar, siendo responsabilidad de la empresa propietaria el cumplimiento de este punto particular.

ANEXO A.IV.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Consumo específico neto de un grupo.
 - 2.1 General.
 - 2.2 Cálculo del factor de auxiliares.
 - 2.3 Cálculo del consumo específico del ciclo.
 - 2.4 Cálculo del factor de generación.
 - 2.5 Determinación de caudales.
 - 2.6 Rendimiento de caldera.
 - 2.7 Caudales de aire. crédito por aire.
 - 2.8 Configuraciones alternativas.
3. Coste de arranque.
 - 3.1 Introducción.
 - 3.2 Determinación de los costes de arranque .
 - 3.3 Coste de arranque total.
 - 3.4 Coste horario de permanencia en reserva caliente.
4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
 - 4.1 Parámetros afectados.
 - 4.2 Correcciones al consumo específico neto del grupo.
 - 4.3 Correcciones del rendimiento de caldera.
5. Cálculo del los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas.
 - 5.1 Costes variables de combustible.
 - 5.2 Costes de arranque.
6. Listado de variables.
 - 6.1 Procedimiento de ensayos de consumo específico.
 - 6.2 Procedimiento de evaluación de costes de arranque.

ANEXO A cálculo de la presión en el condensador en función de temperatura del agua de circulación.

1. Objeto

El presente documento tiene por objeto desarrollar la metodología de cálculo que va a ser usada para determinar:

- El Consumo Específico Neto del Grupo en condiciones de ensayo.
- El Coste de Arranque.
- Las correcciones al Consumo Específico Neto del Grupo en función de las condiciones ambientales.

Para el cálculo del consumo específico con combustible auxiliar en operación continua se aplicará el *Anexo A.II.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de fuel*.

2. Consumo específico neto de un grupo

2.1 General

El Consumo Específico Neto de un Grupo se define como:

$$CENG = \frac{CC}{WR} \quad (1)$$

Siendo:

CENG : Consumo Específico Neto del Grupo (kJ/kWh).

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Superior – PCS– por unidad de tiempo (kJ/h).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red (kW).

Si se desea obtener el consumo específico neto del Grupo referido al Poder Calorífico Inferior – PCI – (kJ/kg), se debe realizar la siguiente operación:

$$CENG_{(PCI)} = CENG * PCI / PCS \quad (2)$$

Como es evidente, puede escribirse:

$$CTAPC = \frac{\text{Calor total cedido por caldera por unidad de tiempo}}{\eta / 100} \quad (3)$$

Siendo:

CTAPC : El calor total aportado por caldera por unidad de tiempo.

η : Rendimiento de caldera cuyo cálculo se desarrolla en el capítulo 2.6 (%).

Asimismo pueden escribirse las siguientes relaciones:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Calor total cedido} \\ \text{por caldera por} \\ \text{unidad de tiempo} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Calor cedido directamente} \\ \text{por caldera al ciclo por} \\ \text{unidad de tiempo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Calor cedido por caldera} \\ \text{para caldeo de auxiliares} \\ \text{por unidad de tiempo} \end{array} \right]$$

Si se denomina CCPC al primer sumando y CCPA al segundo sumando (expresándolos ambos en kJ/h), puede escribirse:

$$CENG C = \frac{CCPC + CCPA}{\frac{\eta}{100} \cdot WR}; \quad (4)$$

Siendo:

CENG C : Consumo Específico Neto del Grupo considerando como calor aportado a caldera tanto el del combustible como el del aire (antes de calentadores de aire regenerativo).

Si se consideran ahora las siguientes definiciones:

CCOF : Calor aportado al ciclo por otras fuentes distintas de la caldera por unidad de tiempo (kJ/h).

WB : Potencia activa generada en bornas de alternador (kW).

Y teniendo en cuenta que:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Calor total recibido} \\ \text{por el ciclo por} \\ \text{unidad de tiempo} \end{array} \right] = CCPC + CCOF \quad (5)$$

Se tendrá:

$$CENG C = \frac{\frac{CCPC + CCPA}{CCPC + CCOF} \cdot \frac{CCPC + CCOF}{WB} \cdot \frac{WB}{WR}}{\eta/100}; \quad (6)$$

Si ahora se consideran las siguientes definiciones:

$$FG = \frac{CCPC + CCPA}{CCPC + CCOF}; \quad (7)$$

$$CCCA = \frac{CCOF}{WB}; \quad (8)$$

$$CCC = \frac{CCPC}{WB}; \quad (9)$$

$$FA = \frac{WB}{WR}; \quad (10)$$

Siendo:

FG : Factor de generación.

FA : Factor de auxiliares.

CCCA : Consumo específico del ciclo correspondiente al calor aportado al ciclo por fuentes distintas de la caldera (kJ/kWh).

CCC : Consumo específico del ciclo teniendo en cuenta exclusivamente el calor aportado directamente por la caldera (kJ/kWh).

Finalmente, la ecuación para cálculo del CENGC resulta:

$$CENGC = \frac{FG \cdot (CCC + CCCA) \cdot FA}{\eta / 100} \quad (11)$$

A partir de este consumo específico, calculado teniendo en cuenta el total del calor aportado a la caldera, se calcula el Consumo Específico Neto del Grupo (CENG), basado únicamente en el calor aportado a caldera por el combustible:

$$CENG = CENGC \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{H_c}{PCS} \right)} \quad (12)$$

Donde:

H_c : Calor aportado al aire por kg de combustible (kJ/kg). Su cálculo se desarrolla en el capítulo 2.7.

PCS : Poder Calorífico Superior del combustible (kJ/kg).

2.2 Cálculo del factor de auxiliares

Para el cálculo del factor de auxiliares FA, se resolverá la ecuación (8) a través de las siguientes ecuaciones:

$$WR = WTP - WAR - WE \quad (13)$$

Siendo:

WTP : Potencia en bornas de salida (lado red) del transformador principal (kW).

WAR : Potencia activa tomada de red para el consumo de auxiliares eléctricos (kW). Esta potencia se determinará mediante medición en bornas (lado red en el transformador).

Para su medición los servicios auxiliares no estarán en funcionamiento durante los ensayos, o bien serán alimentados desde un grupo distinto del que se ensaya. Aquellos cuyo funcionamiento sea imprescindible y que sean susceptibles de medida directa se medirán. Cuando no sea posible la medida directa, los citados consumos de auxiliares serán identificados y desglosados por la empresa propietaria mediante una lista, argumentada y detallada, la cual será revisada y, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

WE : Potencia consumida en servicios no continuos (kW). Se entiende como servicios no continuos aquellos que, o bien son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores.

Estos consumos se particularizarán para cada instalación a propuesta de la empresa propietaria y serán revisados y, en su caso, aprobados por el supervisor de las pruebas.

Para determinar WE los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

- Consumos que sean directamente imputables a un grupo. Serán ponderados por horas de utilización, según la siguiente expresión:

$$WE_i = \frac{[Potencia consumida en kW] \cdot [Horas diarias de utilización]}{24} \quad (14)$$

Este sería el caso típico del consumo de compresores para soplado de caldera.

- Consumos no directamente imputables a un grupo. Se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \frac{\left[\frac{Potencia consumida}{en kW} \right] \cdot \left[\frac{Horas diarias}{utilización} \right] \cdot \left[\frac{Potencia nominal}{grupo} \right]}{24 \cdot (Potencia nominal de la central)} \quad (15)$$

- Consumo de potencia del parque de carbón. Se podrá atribuir como sigue; aunque, no obstante, se realizará un estudio particular para cada instalación:

$$WE_i = \frac{\left[\frac{Potencia consumida}{en kW} \right] \cdot \left[\frac{Horas diarias}{carboneo} \right] \cdot \left[\frac{t/h consumo}{carbón grupo} \right]}{24 \cdot (t/h consumo carbón de la central)} \quad (16)$$

A estos efectos, los consumos respectivos de carbón del grupo y de la central se tomarán según las respectivas "Hojas de datos de diseño de caldera" y en el caso del consumo del grupo que se ensaya, interpolado para la carga de la prueba de que se trate.

La potencia total consumida en servicios no continuos se computará mediante la siguiente expresión:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (17)$$

Por otra parte:

$$WB = WBM \cdot \frac{\text{Rendimiento Alternador a } \cos \varphi}{\text{Rendimiento Alternador a } \cos \varphi_m} \quad (18)$$

Siendo:

WBM : Potencia activa en bornas de alternador durante el ensayo (kW). Esta potencia se determinará midiendo la energía activa generada en bornas de alternador durante el ensayo y dividiéndola por el tiempo de duración del mismo.

cos φ : Factor de potencia medio del grupo durante el año anterior al ensayo.

cos φ_m : Factor de potencia del grupo durante el ensayo.

El Factor de potencia **cos φ_m** se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\cos \varphi_m = \frac{WBM}{\sqrt{(WBM)^2 + (WRE)^2}} \quad (19)$$

Siendo:

WRE : La potencia reactiva en bornas de alternador durante el ensayo (kVAR). Dicha potencia se determinará midiendo la energía reactiva generada en bornas de alternador durante el ensayo y dividiéndola por el tiempo de duración del mismo.

2.3 Cálculo del consumo específico del ciclo

Para realizar este cálculo es necesario resolver los dos sumandos CCCA y CCC, lo que se realiza por separado.

2.3.1 Cálculo del Consumo Específico del Ciclo teniendo en cuenta el calor aportado directamente por caldera (CCC)

La determinación de CCC se realiza mediante la ecuación (9). WB se define en el capítulo 2.2. CCPC se calcula utilizando la siguiente ecuación:

$$CCPC = \dot{m}_{VP} \cdot i_{VP} - \dot{m}_{AA} \cdot i_{AA} + \dot{m}_{RC} \cdot i_{RC} - \dot{m}_{RF} \cdot i_{RF} - \dot{m}_{SS} \cdot i_{SS} - \dot{m}_{SR} \cdot i_{SR} \quad (20)$$

Siendo:

- \dot{m}_{VP} : Caudal de vapor principal que sale de la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{AA} : Caudal de agua de alimentación que entra a la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{RC} : Caudal de vapor recalentado caliente que sale de la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{RF} : Caudal de vapor recalentado frío que entra a la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{SS} : Caudal de agua de atemperación del sobrecalentador (kg/h).
- \dot{m}_{SR} : Caudal de agua de atemperación del recalentador (kg/h).
- i_{VP} : Entalpía del vapor principal a la salida de caldera (kJ/kg).
- i_{AA} : Entalpía del agua de alimentación a la entrada de la caldera (kJ/kg).
- i_{RC} : Entalpía del vapor recalentado caliente a la salida de caldera (kJ/kg).
- i_{RF} : Entalpía del vapor recalentado frío a la entrada de caldera (kJ/kg).
- i_{SS} : Entalpía del agua de atemperación del sobrecalentador (kJ/kg).
- i_{SR} : Entalpía del agua de atemperación del recalentador (kJ/kg).

2.3.2 Cálculo del Consumo Específico del ciclo teniendo en cuenta el calor aportado al mismo por otras fuentes distintas de la caldera (CCCA)

El cálculo de CCCA se realiza mediante la ecuación (8). WB se define en el capítulo 2.2. CCOF se calcula aplicando la siguiente expresión:

$$CCOF = \dot{m}_{VPC} \cdot i_{VPC} + \dot{m}_{DTA} \cdot i_{DTA} + \dot{m}_{DTP} \cdot i_{DTP} + \dot{m}_{VTP} \cdot i_{VTP} + \dot{m}_{AMU} \cdot i_{AMU} \quad (21)$$

Siendo:

- \dot{m}_{VPC} : Caudal vapor venteado al ciclo desde tanque de purga continua (kg/h).
- \dot{m}_{DTA} : Caudal drenaje enviado al ciclo desde tanque atmosférico de drenajes (kg/h).
- \dot{m}_{DTP} : Caudal drenaje enviado al ciclo desde tanque presurizado de drenajes (kg/h).
- \dot{m}_{VTP} : Caudal vapor venteado al ciclo desde tanque presurizado de drenajes (kg/h).
- \dot{m}_{AMU} : Caudal de agua de aportación al ciclo (kg/h).
- i_{VPC} : Entalpía del venteo del tanque de purga continua (kJ/kg).
- i_{DTA} : Entalpía del drenaje del tanque atmosférico de drenajes (kJ/kg).
- i_{VTP} : Entalpía del venteo del tanque presurizado de drenajes (kJ/kg).
- i_{AMU} : Entalpía del agua de aportación al ciclo (kJ/kg).
- i_{DTP} : Entalpía del drenaje del tanque presurizado de drenajes (kJ/kg).

2.4 Cálculo del factor de generación

El cálculo del Factor de Generación (FG) se realiza mediante la resolución de la ecuación (7).CCPC y CCOF se definen en los apartados 2.3.1 y 2.3.2 respectivamente. Para determinar FG sólo resta por calcular CCPA. Para ello se aplicará la siguiente expresión:

$$CCPA = \dot{m}_{VAC} \cdot i_{VAC} + \dot{m}_{VS} \cdot i_{VS} + \dot{m}_{PC} \cdot i_{PC} + \dot{m}_{AT} \cdot i_{AT} + \dot{m}_{FC} \cdot i_{VAC} \quad (22)$$

Siendo:

- \dot{m}_{VAC} : Caudal de vapor auxiliar tomado de la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{VS} : Caudal de vapor a sopladores (kg/h).
- \dot{m}_{PC} : Caudal de purga continua de la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{AT} : Caudal de vapor de atomización (kg/h).
- \dot{m}_{FC} : Caudal de fuga de caldera (kg/h).
- i_{VAC} : Entalpía del vapor auxiliar tomado de la caldera (kJ/kg).
- i_{VS} : Entalpía del vapor a sopladores (kJ/kg).
- i_{PC} : Entalpía de la purga continua del calderín (kJ/kg).
- i_{AT} : Entalpía del vapor de atomización (kJ/kg).

2.5 Determinación de caudales

La determinación de los caudales, necesarios para la resolución de las ecuaciones anteriores, se afronta buscando un compromiso entre el necesario rigor y las posibilidades reales de la toma de datos en campo.

En este procedimiento general se tiene en cuenta una configuración tipo de los grupos de generación, con carbón como combustible principal, en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares. Si procede alguna adaptación se hará en el procedimiento particularizado del grupo que se ensaye.

2.5.1 Determinación del caudal de agua de alimentación

Como norma general, para todos los grupos, el caudal de agua de alimentación se determinará como el valor medio de todos los valores deducidos de las lecturas tomadas de presión diferencial en la tobera de agua de alimentación, existentes en el grupo, con las correcciones necesarias por presión y temperatura efectuadas de acuerdo con la norma ANSI/ASME PTC 19.

En aquellos casos justificados, cuando los grupos dispongan de tobera u orificio calibrado al efecto, y previa aprobación por parte del Comité de Ensayos e inclusión en procedimiento particularizado del grupo a ensayar, se aceptará deducir el caudal de agua de alimentación a partir de las medidas que se efectúen del caudal de condensado en la entrada al desaireador, con los mismos requisitos que los señalados en el párrafo anterior.

Esta medición alternativa será aceptada en lugar de la medida directa cuando se verifiquen todas las condiciones siguientes:

- Que la tobera de condensado no sea by-paseable. Si lo es, y se coloca en by-pass de la línea de condensado, ésta dispondrá de los elementos adecuados de modo que pueda comprobarse fehacientemente la estanqueidad de esta línea de condensado durante el ensayo.

- Que además se tomen todas las medidas necesarias de presión y temperatura para determinar las entalpías que permitan realizar un balance térmico de los calentadores de alta presión y del desaireador.
- Que además del caudal de condensado, se midan los caudales de cierre de las bombas de agua de alimentación y drenajes vertidos al desaireador desde tanques de drenajes y otros.

Si no existiera la posibilidad de medir los caudales de cierre de las bombas de agua de alimentación y drenajes vertidos al desaireador desde tanques de drenaje y otros se incluirá, en el procedimiento particularizado, la metodología a seguir para su cálculo. El Comité de Ensayo decidirá su aprobación o sustitución por una metodología alternativa, y se incluirá en el procedimiento particular.

La medida del caudal de condensado deberá realizarse, siempre que la disposición de líneas lo permita, a la entrada al desaireador. En caso de realizarse en otro punto, aguas abajo del cual existan derivaciones de la línea de condensado (sellos, recirculación...) se medirán todos estos caudales para, por diferencia, obtener el caudal de condensado a la entrada del desaireador. De igual forma las medidas de presión y temperatura para determinación de la entalpía deberán realizarse lo más cerca posible de la entrada desaireador o, en cualquier caso, aguas abajo del último aporte calórico al flujo de condensado.

En este caso, la determinación del caudal de agua de alimentación a partir del de condensado se realizará mediante la resolución del sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones de balance energético en los calentadores junto con el balance másico y energético en el desaireador. Esto conforma un sistema de cuatro (4) ecuaciones para obtener el caudal de agua de alimentación, el caudal de la extracción al desaireador y los caudales de extracción a los calentadores de agua de alimentación:

$$\begin{aligned}
 \dot{m}_{AA} - \sum_{j=n}^m \dot{m}_{vj} &= \dot{m}_C + \dot{m}_{DD} + \dot{m}_{VD} + \dot{m}_{IC} - \dot{m}_{DC} - \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{SR} \\
 \dot{m}_{AA} \cdot i_{sn} - \dot{m}_{vn} \cdot i_{vn} - \sum_{j=n+1}^m \dot{m}_{vj} \cdot i_{D(n+1)} &= \\
 = \dot{m}_C \cdot i_C + \dot{m}_{DD} \cdot i_{DD} + \dot{m}_{VD} \cdot i_{VD} + (\dot{m}_{IC} - \dot{m}_{DC} - \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{SR}) \cdot i_{sn} \\
 \dot{m}_{AA} (i_{Sr} - i_{Er}) - \dot{m}_{vr} (i_{vr} - i_{Dr}) - \sum_{j=r+1}^m \dot{m}_{vj} (i_{Dj} - i_{Dr}) &= 0 \quad r = n+1, \dots, m
 \end{aligned} \tag{23}$$

Siendo:

- m : Número de calentadores de agua de alimentación, incluyendo el desaireador, de alta y de baja.
- n : Número de orden del desaireador, cuando se numeran los calentadores comenzando por el de más baja presión.
- r : Número de orden de cualquier calentador de alta, $n+1 \leq r \leq m$.
- \dot{m} : Caudal (kg/h) según indiquen los subíndices, todos ellos directamente medidos, excepto \dot{m}_{AA} y los \dot{m}_{vj} .
- i : Entalpía (kJ/kg) según indiquen los subíndices, todas ellas deducidas por tablas de las respectivas medidas de presión y temperatura.

Subíndices:

- AA : Agua de alimentación a caldera.
- C : Condensado a la entrada al desaireador.
- DD : Drenajes introducidos al desaireador desde tanque de goteo o similar.
- VD : Venteos enviados al desaireador desde tanque de purga continua o equivalente.
- IC : Inyección de condensado en cierres de las bombas de agua de alimentación. (En caso de que se reinyecten al desaireador).
- DC : Drenaje de los cierres de las bombas de agua de alimentación (En caso de que la inyección de condensado se reinyecten al desaireador).
- SS : Agua de atemperación del sobrecalentador.
- SR : Agua de atemperación del recalentador.
- Sj : Agua de alimentación a la salida del calentador j.
- Ej : Agua de alimentación a la entrada del calentador j.
- Vj : Vapor a la entrada del calentador j.
- Dj : Drenaje del calentador j.

2.5.2 Determinación de los caudales de agua de atemperación

Los caudales de agua de atemperación al sobrecalentador y al recalentador, \dot{m}_{SS} y \dot{m}_{SR} respectivamente, se determinarán como el valor medio de las correspondientes lecturas realizadas en cada caso con los dispositivos medidores de caudal existentes en la planta.

2.5.3 Determinación de los caudales de vapor significativos

El caudal de vapor principal y los de vapor recalentado caliente y frío, estos últimos en los grupos en que exista sistema de recalentado, se determinarán de acuerdo con las siguientes ecuaciones:

$$\dot{m}_{VP} = \dot{m}_{AA} - \dot{m}_{FC} - \dot{m}_{VAC} - \dot{m}_{VS} - \dot{m}_{PC} + \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{AT} \quad (24)$$

$$\dot{m}_{RF} = \dot{m}_{VP} - \dot{m}_{ERF} - \dot{m}_{VARF} - \dot{m}_{EAP} - \dot{m}_{CTA} \quad (25)$$

$$\dot{m}_{RC} = \dot{m}_{RF} + \dot{m}_{SR} \quad (26)$$

Siendo:

- \dot{m}_{ERF} : Caudal de vapor de extracción tomado del recalentado frío para calentamiento del agua de alimentación (kg/h).
- \dot{m}_{VARF} : Caudal de vapor auxiliar tomado del recalentado frío, si existe (kg/h).
- \dot{m}_{EAP} : Caudal de vapor de extracción tomado del cuerpo de alta presión de la turbina para calentamiento del agua de alimentación, si existe (kg/h).
- \dot{m}_{CTA} : Caudal de vapor que no sale por el escape del cuerpo de alta presión de turbina (kg/h).

2.5.4 Determinación de caudales secundarios asociados a turbina de alta presión

La determinación de \dot{m}_{CTA} corresponde al concepto de aquellos caudales que, formando parte del vapor principal, son enviados desde la caldera al ciclo y, sin embargo, ni retornan a la caldera como recalentado frío, ni se utilizan como vapor auxiliar de calentamiento ni como vapor para calentamiento de agua de alimentación.

En cada grupo será necesario identificar este caudal que será, orientativamente, la suma de los siguientes:

- Vapor a eyectores de servicios.
- Vapor principal a cierres.
- Vapor recalentado frío a cierres.
- Fugas de vástagos, fugas de cierres, etc. que no se envíen a recalentado frío.

La determinación \dot{m}_{CTA} se realizará para cada prueba en base a los balances térmicos del grupo a la carga correspondiente. Para cada uno de los valores nominales de vapor a cierres y eyectores que intervienen se interpolarán estos resultados para el rango de carga evaluado.

2.5.5 Determinación de los caudales de vapor de extracción

Sólo se determinan los caudales de vapor de extracción del cuerpo de alta presión de turbina y/o del vapor recalentado frío en aquellos grupos en que alguno de ellos, o ambos, existan.

El caudal de vapor extraído del cuerpo de alta presión de la turbina se determina como:

$$\dot{m}_{EAP} = \dot{m}_{AA} \cdot \frac{i_{SCAP} - i_{ECAP}}{i_{VCAP} - i_{DCAP}} \quad (27)$$

Donde:

- i_{SCAP} : Entalpía del agua de alimentación en la salida del calentador alimentado con vapor del cuerpo de alta presión de turbina (kJ/kg).
- i_{ECAP} : Entalpía del agua de alimentación a la entrada del calentador alimentado con vapor del cuerpo de alta presión de turbina (kJ/kg).
- i_{VCAP} : Entalpía del vapor en la entrada del calentador alimentado desde el cuerpo de alta presión de turbina (kJ/kg).
- i_{DCAP} : Entalpía del drenaje del calentador alimentado desde el cuerpo de alta presión de turbina (kJ/kg).

El caudal de vapor extraído del recalentado frío se calcula como:

$$\dot{m}_{ERF} = \dot{m}_{AA} \cdot \frac{i_{SCRF} - i_{ECRF}}{i_{RF} - i_{DCRF}} - \dot{m}_{EAP} \cdot \frac{i_{DCAP} - i_{DCRF}}{i_{RF} - i_{DCRF}} \quad (28)$$

Siendo:

i_{SCRF} : Entalpía del agua de alimentación en la salida del calentador alimentado desde el recalentado frío (kJ/kg).

i_{ECRF} : Entalpía del agua de alimentación en la entrada del calentador alimentado desde el recalentado frío (kJ/kg).

i_{DCRF} : Entalpía en drenaje del calentador alimentado desde vapor recalentado frío (kJ/kg).

2.5.6 Determinación de caudales intercambiados por el ciclo

Corresponde este concepto a aquellos caudales aportados o extraídos al ciclo, en sus múltiples posibilidades.

Se considerará como fuga de la caldera al conjunto de caudales perdidos por el ciclo y que no puedan computarse como pérdida medible o calculable.

Así pues:

$$\dot{m}_{FC} = \dot{m}_{AMU} + \dot{m}_{FD} + \dot{m}_{FCP} - \dot{m}_{VS} - \dot{m}_{AT} - \dot{m}_{PC} + \dot{m}_{VPC} - \dot{m}_{VTA} \quad (29)$$

Siendo:

\dot{m}_{FD} : Caudal de fuga estimado por variación de nivel, en tanque del desaireador, teniendo en cuenta la geometría (kg/h).

\dot{m}_{FCP} : Caudal de fuga estimado por variación de nivel en pozo del condensador, teniendo en cuenta la geometría (kg/h).

\dot{m}_{VTA} : Caudal venteado a la atmósfera desde tanque atmosférico de drenajes (kg/h).

El caudal de agua de aportación al ciclo se determinará por variación del nivel en el tanque de reserva de condensado. Si el tanque es cilíndrico vertical, entonces:

$$\dot{m}_{AMU} = \frac{\pi \cdot d_{RC}^2}{4} \cdot \frac{\Delta h_{RC} \cdot \rho_{RC}}{\Delta t} \quad (30)$$

donde:

d_{RC} : Diámetro interior del tanque de reserva de condensado (m).

ρ_{RC} : Densidad del agua en el tanque de reserva de condensado (kg/m³).

Δh_{RC} : Variación de nivel en el tanque de reserva de condensado (m).

Δt : Tiempo de duración de la prueba (h).

Si el tanque es cilíndrico horizontal, el caudal de agua de aportación al ciclo se determinará por variación de nivel (Δh_{RC}) en tanque de reserva de condensado, a partir del cálculo del volumen de un segmento de círculo (diámetro interior, longitud y diámetro de casquete) que aplica a los tanques horizontales circulares, teniendo en cuenta la densidad del agua en el tanque de reserva de condensado y la duración de la prueba (Δt).

Los caudales de venteo y drenaje de los tanques de drenaje, atmosféricos o presurizados, se determinan como sigue:

$$\dot{m}_{DTA} = \dot{m}_{DAT} \cdot \frac{i_{VTA} - i_{AVAB}}{i_{VTA} - i_{DTA}} \quad (31)$$

$$\dot{m}_{VTA} = \dot{m}_{DAT} - \dot{m}_{DTA} \quad (32)$$

$$\dot{m}_{DTP} = \dot{m}_{DPR} \cdot \frac{i_{VTP} - i_{AVAB}}{i_{VTP} - i_{DTP}} \quad (33)$$

$$\dot{m}_{VTP} = \dot{m}_{DPR} - \dot{m}_{DTP} \quad (34)$$

Siendo:

\dot{m}_{DAT} : Caudal de condensado drenado a tanque atmosférico (kg/h).

\dot{m}_{DPR} : Caudal de condensado drenado a tanque presurizado (kg/h).

i_{VTA} : Entalpía del venteo del tanque atmosférico de drenajes (kJ/kg).

i_{DTA} : Entalpía del drenaje del tanque atmosférico de drenajes (kJ/kg).

i_{VTP} : Entalpía del venteo del tanque presurizado de drenajes (kJ/kg).

i_{DTP} : Entalpía del drenaje del tanque presurizado de drenajes (kJ/kg).

i_{AVAB} : Entalpía del agua saturada a la presión del vapor auxiliar en el ramal de baja presión (kJ/kg).

2.5.7 Determinación de los caudales auxiliares

Para determinar los caudales de vapor auxiliar, así como los drenajes enviados al tanque de drenajes atmosféricos o presurizados, se seguirán los cálculos señalados a lo largo de este apartado.

La cantidad de calor por unidad de tiempo requerida para atender diversos calentamientos del grupo se determinará del modo siguiente:

$$Q_{AIRE} = 0,24 \cdot [\dot{m}_{AP} \cdot (T_{AECF} - T_A) + \dot{m}_{AS} \cdot (T_{AECS} - T_A)] \quad (35)$$

$$Q_{FO} = 0,45 \cdot \dot{m}_{FO} \cdot (T_{FOEC} - T_{FOEC}) \quad (36)$$

$$Q_{STD} = 0,45 \cdot (\dot{m}_{FO} + \dot{m}_{RFO}) \cdot (T_{FOEC} - T_{FOTD}) \quad (37)$$

$$Q_{FTA} = 0,25 \cdot Q_{STD} + (3 + 0,8 \cdot (T_{FOTA} - T_A)) \cdot (T_{FOTA} - T_A) \cdot \left(\frac{\pi d_{TA}^2}{4} + \pi d_{TA} h_{TA} \right) \quad (38)$$

Siendo:

- Q_{AIRE} : Consumo de calor en calentamiento de aire (kJ/h).
- Q_{FO} : Consumo de calor en calentamiento de fuel-oil (kJ/h).
- Q_{STD} : Consumo de calor en calentador de succión del tanque diario (kJ/h).
- Q_{FTA} : Consumo de calor en calentamiento de fondo del tanque de almacenamiento y traceados (kJ/h).
- T_{A} : Temperatura (°C).
- $T_{\text{AEC P}}$: Temperatura del aire a la entrada de los calentadores regenerativos de aire primario (°C).
- $T_{\text{AEC S}}$: Temperatura del aire a la entrada de los calentadores regenerativos de aire secundario (°C).
- T_{FOEC} : Temperatura del fuel-oil a la entrada del equipo de calentamiento (°C).
- $T_{\text{FO SC}}$: Temperatura del fuel-oil a la salida del equipo de calentamiento (°C).
- $T_{\text{FO TD}}$: Temperatura del fuel-oil en el tanque diario (°C).
- $T_{\text{FO TA}}$: Temperatura del fuel-oil en el tanque de almacenamiento (°C).
- \dot{m}_{AP} : Caudal de aire primario (kg/h).
- \dot{m}_{AS} : Caudal de aire secundario (kg/h).
- \dot{m}_{FO} : Caudal de fuel-oil a quemadores (kg/h).
- \dot{m}_{RFO} : Caudal de recirculación de fuel-oil (kg/h).
- d_{TA} : Diámetro interior del tanque de almacenamiento de fuel-oil (m).
- h_{TA} : Altura del tanque de almacenamiento de fuel-oil (m).

Los caudales de aire primario y secundario se determinan según apartado 2.7.1.

El caudal de fuel-oil a quemadores se determinará por variación de nivel en el tanque diario mediante medida directa o aplicando la siguiente expresión:

$$\dot{m}_{\text{FO}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{TD}}^2 \cdot \rho_{\text{FO}} \cdot \Delta h_{\text{TD}}}{4 \cdot \Delta t} \quad (39)$$

Siendo:

- d_{TD} : Diámetro interior del tanque de almacenamiento diario de fuel-oil (m).
- ρ_{FO} : Densidad del fuel-oil (kg/m³).
- Δh_{TD} : Variación nivel en tanque diario (m).

Cuando esta determinación no sea posible se utilizarán las lecturas de los medidores de caudal de fuel-oil.

El caudal del retorno de fuel-oil, se determinará como:

$$\dot{m}_{RFO} = 1.25 \cdot M_{FO} - \dot{m}_{FO} \quad (40)$$

Siendo M_{FO} la capacidad nominal del grupo para quemar fuel-oil, en kg/h.

Los consumos de calor en cada uno de los servicios auxiliares calculados con anterioridad son atendidos mediante vapor auxiliar procedente de la caldera o recalentado o extracción del ciclo. También puede provenir de varias de estas fuentes simultáneamente. Por tanto, distinguiendo la fuente de procedencia del vapor auxiliar utilizado en cada caso, pueden definirse los siguientes conceptos (este reparto variará según la configuración concreta de la central que se esté sometiendo a pruebas):

Q_{CALD} = Suma Consumos caloríficos de auxiliares atendidos desde la caldera (kJ/h).

Q_{VRF} = Suma Consumos caloríficos de auxiliares atendidos desde el recalentado (kJ/h).

Q_{CICLO} = Suma Consumos caloríficos de auxiliares atendidos desde la extracción del ciclo (kJ/h).

Los caudales de vapor auxiliar se determinarán según su fuente de procedencia. La fórmula de cálculo de estos caudales podrá variar en función de la configuración de los consumos y ramales de vapor auxiliar. Por este motivo cada emplazamiento particular deberá ser estudiado.

En la siguiente exposición se ha supuesto que el vapor auxiliar tomado de caldera y/o de recalentado frío cede su calor por condensación exclusivamente a la presión de colector de vapor auxiliar de baja presión. Además se ha supuesto que el vapor auxiliar procedente de caldera no necesita atemperación, pero sí el procedente de recalentado frío. El vapor auxiliar tomado de una extracción del ciclo cede su calor por condensación a la presión de la extracción y no es necesario atemperarlo.

$$\dot{m}_{VAC} = \frac{Q_{CALD}}{i_{VVAB} - i_{AVAB}} \cdot \frac{i_{VVAB} - i_{AVAB}}{i_{VAC} - i_{AVAB}} \quad (41)$$

$$\dot{m}_{VARF} = \frac{Q_{VRF}}{i_{VVAB} - i_{AVAB}} \cdot \frac{i_{VVAB} + i_{ATVA}}{i_{RF} + i_{ATVA}} \quad (42)$$

$$\dot{m}_{EXT} = \frac{Q_{CICLO}}{i_{VEXT} - i_{AEXT}} \quad (43)$$

Siendo:

\dot{m}_{EXT} : Caudal de extracción del ciclo para calentamiento de auxiliares (kg/h).

i_{VVAB} : Entalpía del vapor auxiliar en el ramal de baja presión (kJ/kg).

- i_{VAC} : Entalpía del vapor auxiliar en el ramal de baja presión (kJ/kg).
- i_{ATVA} : Entalpía del agua de atemperación del vapor auxiliar (kJ/kg).
- i_{VEXT} : Entalpía del vapor de extracción del ciclo para calentamiento de auxiliares (kJ/kg).
- i_{AEXT} : Entalpía del agua saturada a la presión de la extracción de vapor del ciclo para calentamiento de auxiliares (kJ/kg).

Si alguno de los caudales \dot{m}_{VAC} , \dot{m}_{VARF} puede medirse directamente, se aceptará este valor medido en lugar del calculado. El valor \dot{m}_{EXT} debe ser calculado o medido directamente e introducido al cálculo (generalmente este valor es cero).

Los caudales de drenaje \dot{m}_{DAT} y \dot{m}_{DPR} se determinarán a partir de \dot{m}_{VAC} , repartiendo en cada caso los caudales según el punto de recogida de drenajes de cada uno de los sumandos que integran Q_{CALD} , de modo que:

$$\dot{m}_{DAT} + \dot{m}_{DPR} = \dot{m}_{VAC} \quad (44)$$

2.5.8 Determinación de otros caudales

Los siguientes caudales serán medidos durante el ensayo o si ello no estuviese previsto en campo, se determinarán mediante cálculo. A continuación se expone un caso genérico que deberá ser particularizado para el grupo ensayado:

$$\dot{m}_{AT} = \dot{m}_{FO} / 10 \quad (\text{Se ha supuesto un 10\% de caudal atomización}) \quad (45)$$

$$\dot{m}_{VPC} = f(d_{PC}, L_{eq}, P_{PC}, P_{DES}, T_{PC}) \quad (46)$$

Donde f representa la relación de caudal en función del diámetro, longitud equivalente del trazado, presión y temperatura en el tanque de purga continua y presión en el desaierador. Esta relación consiste en la resolución de las siguientes ecuaciones, que tienen en cuenta el cambio de sección y las pérdidas de carga en el trazado.

En el siguiente conjunto de ecuaciones, para determinar el caudal de purga, todas las magnitudes deben estar expresadas en unidades del Sistema Internacional.

Las ecuaciones se resolverán de forma iterativa en función del valor de P_G (presión al comienzo del trazado tras el cambio de sección a la salida del tanque de purga continua).

A partir de P_G se obtendrá el valor de \dot{m}_{VPC} a través de:

$$\dot{m}_{VPC} = \frac{\pi \cdot d_{PC}^2 \cdot P_{PC}}{4\sqrt{T_{PC}}} \sqrt{\frac{2}{R} \cdot \frac{\gamma}{\gamma-1} \left[\left(\frac{P_G}{P_{PC}} \right)^{\frac{2}{\gamma}} - \left(\frac{P_G}{P_{PC}} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma}} \right]}$$

El valor de M_G se obtendrá a partir de:

$$M_G = \sqrt{\frac{\left(\frac{P_{PC}}{P_G} \right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1}{(\gamma-1)/2}} \quad (47)$$

A partir de estos valores se obtendrá M_{DES} resolviendo la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{DES}}{P_G} = \frac{M_G}{M_{DES}} \sqrt{\frac{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_G^2}{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_{DES}^2}} \quad (48)$$

Finalmente se verificará que se cumple la siguiente ecuación (en caso contrario se repetirá el proceso cambiando el valor supuesto inicialmente de P_G):

$$\frac{\lambda \cdot L_{eq}}{d_{PC}} = \frac{1}{\gamma} \left(\frac{1}{M_G^2} - \frac{1}{M_{DES}^2} \right) + \frac{\gamma+1}{2\gamma} \cdot \ln \left(\frac{M_G}{M_{DES}} \cdot \frac{1 + \frac{\gamma-1}{2} \cdot M_{DES}^2}{1 + \frac{\gamma-1}{2} \cdot M_G^2} \right) \quad (49)$$

A partir del vapor venteado desde el tanque de purga continua al desaireador se obtiene la cantidad total purgada mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{PC} = \dot{m}_{VPC} \cdot \frac{i_{VPC} - i_{APC}}{i_{AC} - i_{APC}} \quad (50)$$

Siendo:

- d_{PC} : Diámetro interior del venteo al desaireador del tanque de purga continua (pulgadas).
- P_{PC} : Presión en tanque de purga continua (bar).
- T_{PC} : Temperatura en el tanque de purga continua (K).
- L_{eq} : Longitud equivalente del trazado entre el tanque de purga continua y el desaireador (m).
- R : Constante de los gases para vapor, tomar la media para las condiciones iniciales y finales del proceso (J/kg·K).
- γ : Coeficiente adiabático del vapor, tomar la media entre las condiciones iniciales y finales del proceso.
- λ : Factor de fricción entre (tomar 0,012).
- M_G : Número de Mach al comienzo del trazado al desaireador tras el cambio de sección desde el tanque a la tubería.
- M_{DES} : Número de Mach a la descarga del trazado.
- P_{DES} : Presión en desaireador (bar).
- \bar{V}_{PC} : Volumen específico del vapor venteado del tanque de purga continua (m^3/kg).
- i_{APC} : Entalpía del drenaje del tanque de purga continua (kJ/kg).
- i_{VPC} : Entalpía del vapor venteado del tanque de purga continua (kJ/kg).
- i_{AC} : Entalpía del agua saturada a la presión del calderín (kJ/kg).

En la anterior formulación se ha supuesto un valor de caudal de atomización del 10% respecto del caudal de fuel inyectado a caldera.

Se consideran que el venteo del tanque de purga al desaireador no presenta restricciones a la sección (válvulas de globo, orificios restrictivos...) y el proceso es subcrítico. Estos supuestos deberán ser estudiados para caso en particular.

La determinación de \dot{m}_{VPC} y \dot{m}_{PC} supone la existencia de purga continua durante el ensayo.

Con respecto al caudal de vapor a sopladores (\dot{m}_{VS}) este caudal se determinará mediante lectura del correspondiente elemento de medida de caudal existente en el grupo. Aquellos grupos que no dispongan de este elemento deberán instalarlo.

No se permite soplar durante los ensayos de rendimiento. La medida del caudal de soplado medio, realizada durante un ciclo de soplado, se considerará como el caudal promedio de soplado (\dot{m}_{VSE}), siendo \dot{m}_{VS} calculado a partir de él, para el caso de no soplar durante el ensayo.

2.6 Rendimiento de caldera

En este apartado se desarrolla el cálculo del Rendimiento de caldera. Para su determinación se asume la filosofía de cálculo de ANSI/ASME PTC 4 - en su Sección 5 apartado 5.14 "Pérdidas separadas" adoptando una simplificación del método.

La simplificación consiste en considerar únicamente las siguientes partidas en su cómputo.

- Pérdidas en gases secos (L_1).
- Pérdidas por humedad en el combustible (L_2).
- Pérdidas debidas a la humedad procedente del hidrógeno del combustible (L_3).
- Pérdidas por humedad en el aire (L_4).
- Pérdidas por combustible en cenizas y escorias (generalmente llamadas, pérdidas por inquemados) (L_5).
- Pérdidas por convección y radiación al exterior (L_6).
- Pérdidas no medidas (L_7).

Como calor aportado a caldera por cada kg de combustible se considerará además del Poder Calorífico Superior del mismo, el calor aportado al aire por los ventiladores de tiro forzado/aire primario y por los calentadores de aire por vapor (o agua sobrecalentada) antes de los calentadores de aire-gases. En adelante a este segundo sumando se le denominará "crédito".

Según esta simplificación el rendimiento de caldera (η) vendrá dado por la expresión siguiente:

$$\eta = \frac{100}{PCS + H_c} [(PCS + H_c) - (L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6 + L_7)] \quad (51)$$

Donde:

PCS : Poder Calorífico Superior del combustible introducido en la caldera sobre muestra húmeda y con cenizas (kJ/kg).

η : Rendimiento de la caldera referenciado al PCS establecido (%).

H_c : Crédito por calor aportado por el aire (kJ/kg de combustible).

Antes de desarrollar el cálculo de cada una de las “pérdidas separadas”, es necesario definir el recinto que se entiende por “Caldera” a la hora de hablar de rendimiento de caldera. Teniendo en cuenta que el procedimiento que aquí se establece, tiene como único objetivo, el determinar el funcionamiento real de un grupo en sus condiciones normales de operación, parece lógico hacer abstracción del objetivo del código referenciado (ANSI/ASME PTC 4), en cuanto a la obtención de un valor del rendimiento comparable a un valor (garantizado o no) dado en unas ciertas condiciones de referencia; en tal sentido a efectos del presente procedimiento se considera que caldera, en el sistema de gases de combustión, termina a la salida de los precalentadores de aire gases regenerativos (de aire primario y secundario) donde el aire de entrada a considerar será el que entre en dichos precalentadores y la salida de gases será también la salida de dichos precalentadores.

A continuación se desarrolla la filosofía del cálculo de cada una de las pérdidas separadas listadas anteriormente, teniendo en cuenta que el único componente en gases que se medirá será el oxígeno (contenido en % en volumen sobre muestra seca).

2.6.1 Pérdidas en gases secos

De acuerdo con ASME PTC 4, esta pérdida se calcula mediante la expresión:

$$L_1 = mg \cdot (i_{tg} - i_{ta}) \quad (52)$$

Donde:

L_1 : Pérdidas en gases secos (kJ/kg de combustible).

mg : Caudal de gases (kg/kg de combustible).

i_{tg} : Entalpía de los gases secos a la salida de los calentadores de aire gases (kJ/kg).

i_{ta} : Entalpía de los gases secos a la temperatura ambiente (kJ/kg).

Las entalpías de los gases de escape serán calculadas a partir de la temperatura, presión y composición en base a las correlaciones abreviadas de la JANAF/NASA, tal y como se propone en ANSI/ASME PTC 4, en función de la temperatura:

$$i_k = C0 + C1 * T_k + C2 * T_k^2 + C3 * T_k^3 + C4 * T_k^4 + C5 * T_k^5 \quad (53)$$

Siendo:

i_k = Entalpía del gas seco a la temperatura k (Btu/lbm).

T_k = Temperatura del punto k (K).

C_i = Coeficientes para el gas seco empleados para temperaturas entre los 255 K hasta los 1000 K.

$$C_0 = - 0.1231899 \text{ E}+03 \quad C_1 = + 0.4065568 \text{ E}+00$$

$$C_2 = + 0.5795050 \text{ E}-05 \quad C_3 = + 0.6331121 \text{ E}-07$$

$$C_4 = - 0.2924434 \text{ E}-10 \quad C_5 = + 0.2491009 \text{ E}-14$$

Los coeficientes anteriores están basados en una composición de gases de escape de 15.3% CO₂, 3.5% O₂ y 0.1% de SO₂. Se asume que la entalpía de los gases de escape de combustibles fósiles no varía significativamente dado que el nitrógeno atmosférico es el componente predominante y las similitudes de características entre los componentes que más varían O₂ y CO₂.

2.6.1.1 Cálculo del caudal de gases (mg)

La cantidad de gases secos por unidad másica de combustible se determinará a través de la siguiente expresión:

$$mg = mg_{comb} + m_{aire} \cdot \left(0,7676 + \frac{E}{100}\right) \quad (54)$$

Siendo:

mg : Caudal de gases secos de escape (kg/kg de combustible).

mg_{comb} : Caudal de productos secos de combustión (kg/kg de combustible).

m_{aire} : Caudal de aire seco para combustión estequiométrica (kg/kg de combustible).

E : Exceso de aire (%).

El aire mínimo teórico necesario por unidad másica de combustible para llevar a cabo la reacción de combustión vendrá dado por:

$$m_{aire} = 0,1151 \cdot MpCb + 0,3430 \cdot MpH_2F + 0,0431 \cdot MpSF - 0,0432 \cdot MpO_2F \quad (55)$$

Donde $MpCb$, MpH_2F , $MpSF$ y MpO_2F son los porcentajes respectivos en la composición del combustible de carbono realmente quemado, hidrógeno, azufre y oxígeno expresados en tanto por ciento (%).

El porcentaje de carbono realmente quemado se obtendrá a partir de:

$$MpCb = 100 \cdot Cb \quad (56)$$

Donde Cb representa el carbono realmente quemado por unidad másica de combustible (kg/kg de combustible), cuyo cálculo se detalla en el apartado 2.6.5 de pérdidas por combustible en cenizas y escorias.

El caudal de gases secos que se generan al quemar un kg de combustible se obtendrá a partir de:

$$mgcomb = \frac{MpCb \cdot 44,01}{1201} + \frac{MpSF \cdot 64,064}{3206,4} + \frac{MpN_2F}{100} \quad (57)$$

El cálculo del exceso de aire se realizará a partir de la siguiente fórmula:

$$E = 100 \cdot \frac{DVpO_2 \cdot (mogcomb + 0,7905 \cdot moaire)}{moaire \cdot (20,95 - DVpO_2)} \quad (58)$$

Donde:

- DVpO2 : Porcentaje volumétrico de O2 medido en los gases de escape.
- moaire : Moles de aire estequiométricos necesarios para la combustión (mol/kg de combustible).
- mogcomb : moles de productos de combustión (mol/kg de combustible).

Estos valores se obtendrán con las siguientes expresiones:

$$moaire = \frac{maire}{28,963} \quad (59)$$

$$mogcomb = \frac{MpCb}{1201} + \frac{MpSF}{3206,4} + \frac{MpN_2F}{100} \quad (60)$$

2.6.2 Pérdidas por humedad del combustible

De acuerdo con ANSI/ASME PTC 4 estas pérdidas se evalúan mediante la expresión:

$$L_2 = mf \cdot (i_s - i_e) \quad (61)$$

Siendo:

- L_2 : Pérdidas por humedad en el combustible (kJ/kg de combustible).
- mf : Contenido de humedad en el combustible (kg/kg).
- i_s : Entalpía del vapor de agua a la presión de 0,069 bara (1 psia) y a la temperatura de salida de los gases, ambos parámetros a la salida de los calentadores de aire-gases, expresada (kJ/kg).

La presión de 0,069 bara (1 psia) es un valor de referencia fijado por el ANSI/ASME PTC 4 que es usado dada la poca influencia de la presión en la entalpía del vapor a las presiones parciales en que éste se encuentra en los gases de escape. También se aceptará dicha presión parcial como dato, junto con la temperatura a partir del cual calcular la entalpía.

i_e : Entalpía del agua en condiciones de líquido saturado a la temperatura de incorporación del combustible al conjunto "caldera", en este caso a temperatura ambiente (kJ/kg).

2.6.2.1 Cálculo de entalpías

Los cálculos de las diversas entalpías referidas en este procedimiento general se incluirán en los procedimientos particularizado y estarán basados en las ASME Steam properties for Industrial Use (Based on IAPWS-IF97 - Professional Version).

2.6.3 Pérdidas debidas a la humedad procedente del hidrógeno del combustible

Según ANSI/ASME PTC 4 estas pérdidas se evalúan mediante la expresión:

$$L_3 = 8.936 \cdot (H) \cdot (i_s - i_e) \quad (62)$$

Donde:

L_3 : Pérdidas debidas a la humedad procedente de la combustión del hidrógeno del combustible (kJ/kg de combustible).

H : Contenido de hidrógeno en el combustible - excepción hecha del que está en forma de agua- (kg/kg de combustible).

i_s, i_e : parámetros definidos en el apartado 2.6.2.

8,936 : Cantidad de agua producida por kg de hidrógeno mediante su combustión (kg).

2.6.4 Pérdidas por humedad en el aire

Siguiendo la metodología de ASME PTC 4, estas pérdidas se evalúan mediante la expresión:

$$L_4 = W_{MA} \cdot W_A \cdot (i_s - i_{ev}) \quad (63)$$

Donde:

L_4 : Pérdidas debidas a la humedad aportada por el aire de combustión (kJ/kg de combustible).

W_{MA} : Contenido de humedad en el aire entrante en caldera para combustión (kg de agua/kg de aire seco).

W_A : Cantidad de aire seco introducido en caldera (kg de aire seco/kg de combustible).

i_s : parámetro definido en el apartado 2.6.2.

i_{ev} : Entalpía del agua en condiciones de vapor saturado seco, a la temperatura ambiente; expresada (kJ/kg).

El parámetro W_{MA} es calculado a partir de las temperaturas de bulbo húmedo y de bulbo seco (se toma presión atmosférica igual a 1 bara, este valor tiene una influencia despreciable). Los cálculos psicrométricos efectuados se basarán en "ASHRAE Fundamentals Handbook".

El W_A es calculado multiplicando por el factor $(1+E/100)$, el aire mínimo necesario para quemar 1 kg de combustible.

$$WA = m_{aire} \cdot (1 + E/100)$$

2.6.5 Pérdidas por combustible en cenizas y escorias

Estas pérdidas se evalúan mediante la siguiente expresión:

$$L_5 = 33729 \cdot (C - C_b) \quad (64)$$

Donde:

L_5 : Pérdidas por combustible en cenizas y escorias o pérdidas por inquemados (kJ/kg de combustible).

33729: Poder calorífico del carbono (kJ/kg).

C : Contenido de carbono en el combustible (kg/kg de combustible).

C_b : Cantidad de Carbono del combustible realmente quemado (kg/kg de combustible).

Este planteamiento presupone que todo el combustible encontrado en cenizas y escorias se considera Carbono.

El parámetro C_b será calculado mediante la expresión siguiente:

$$C_b = C - \frac{A}{100} \frac{E_s \cdot C_e + C_v \cdot C_c}{100 - \frac{E_s \cdot C_e + C_v \cdot C_c}{100}} \quad (65)$$

Donde:

A : Contenido de cenizas en el combustible (kg/kg de combustible).

E_s : Cantidad de las cenizas del combustible que se extraen en caldera en forma de escorias (% en peso de A).

C_v : Cantidad de las cenizas del combustible que se consideran se extraen, o salen, de la caldera en forma de cenizas volantes (% en peso de A).

C_e : Combustible (inquemados) en escorias (% en peso).

C_c : Combustible (inquemados) en cenizas volantes (% en peso).

Los parámetros E_s y C_v serán datos extraídos de la experiencia de funcionamiento del grupo de acuerdo con los registros históricos. C_e y C_c serán determinados mediante análisis de muestras de escorias y cenizas recogidas de acuerdo con procedimiento específico.

2.6.6 Pérdidas por convección y radiación al exterior

El cálculo de las pérdidas por convección y radiación se realiza siguiendo lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 4, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$Q_{per} = CI \cdot (H_{caz} + H_{raz}) \cdot A_{pared} \cdot (T_{pared} - T_{amb}) \quad (66)$$

Donde:

Q_{per} : Es el calor perdido por unidad de tiempo por la caldera expresado en (kJ/s).

CI : Es la constante de cambio de unidades británicas a métricas.

H_{caz} : Coeficiente de convección expresado en unidades británicas (Btu/ft²·h·°F).

H_{raz} : Coeficiente de radiación expresado en unidades británicas (Btu/ft²·h·°F).

A_{pared} : Área de intercambio térmico de la caldera con el ambiente en ft².

T_{pared} : Temperatura media representativa de la pared (°F). Se tomarán varias medidas a lo largo del área de la caldera y se realizará la media de todas ellas.

T_{amb} : Temperatura ambiental (°F).

H_{caz} se estimará, según el código ANSI/ASME PTC 4, como el máximo de las dos siguientes expresiones:

$$H_{caz} = 0,2 \cdot (T_{pared} - T_{amb})^{1/3} ; H_{caz} = 0,35 \cdot V^{4/5} \quad (67)$$

Donde V es la velocidad del viento expresada en ft/s.

El coeficiente de radiación H_{raz} se calcula de acuerdo al ANSI/ASME PTC 4 mediante la siguiente correlación:

$$H_{raz} = 0,847 + 2,367 \cdot 10^{-3} Tdi + 2,94 \cdot 10^{-6} Tdi^2 + 1,37 \cdot 10^{-9} \cdot Tdi^3 \quad (68)$$

Donde Tdi es la diferencia de temperatura entre la pared de caldera y el ambiente, expresada en °F.

Finalmente las pérdidas por unidad de combustible introducido a caldera debidas a pérdidas por convección y combustión (L_6) se obtienen dividiendo el Q_{per} calculado entre el gasto de combustible de la prueba, cuyo valor se estimará. Sobre este valor se iterará hasta que converja con el gasto de combustible resultado de los cálculos. La primera iteración se obtendrá prorrateando a partir del de potencia nominal según la potencia del ensayo.

$$L_6 = Q_{per} \cdot 3.6 / G_{COMB} \quad (69)$$

Para la primera iteración GCOMB se estimará a partir de $GCOMB=GN*WB/PN$

- WB : Potencia en bornas del alternador (kW).
GCOMB : Gasto nominal del grupo a potencia nominal (t/h).
GN : Gasto nominal del grupo a potencia nominal (t/h).
PN : Potencia nominal del grupo (kW).

L_6 = Pérdidas por convección y radiación, en kJ/kg de combustible

Si así lo aprueba el Comité de Ensayos, a fin de evitar registrar las temperaturas en todos los puntos de la caldera, se podrá utilizar la diferencia de temperaturas sugerida en el código ANSI/ASME PTC 4, fijada en $T_{di} = 50$ °F y velocidad del viento en 1,67 ft/s. En este caso no se aplicarán corrección al cálculo de estas pérdidas siendo $L_6^*=L_6$.

2.6.7 Pérdidas no medidas

Esta partida será el balance de pérdidas que no se evalúan por su menor importancia frente a las anteriores y por la dificultad de medición de los parámetros necesarios para su determinación.

Como cifra de cierre para contabilización de las partidas citadas que componen el capítulo de pérdidas no medidas se asume en todos los casos y a todas las cargas un valor del 1% de rendimiento, o sea:

$$L_7 = 0,01 \cdot PCS \quad (70)$$

- L_7 : Pérdidas no medidas (kJ/kg de combustible).
PCS : Poder Calorífico Superior del combustible empleado en prueba (kJ/kg).

2.7 Caudales de aire. Crédito por aire

2.7.1 Caudales de aire

En la introducción del Capítulo 6 ya se indicaba la filosofía de contabilización del calor necesario para calentamiento del aire ambiente hasta el punto de entrada a los calentadores de aire-gases. El procedimiento que se ha establecido y que aquí se desarrolla, obliga a se suministren los caudales de Aire Primario y Aire Secundario, así como la temperatura de estos aires a la entrada a sus respectivos precalentadores de aire-gases. Las temperaturas para el cálculo correspondiente a cada ensayo serán medidas directamente en la planta. Los caudales se calcularán mediante las siguientes expresiones:

$$W_{ap} = 10 \cdot A_p \cdot C_c \cdot W_A \quad (71)$$

$$W_{as} = 10 \cdot A_s \cdot C_c \cdot W_A \quad (72)$$

Donde:

W_{ap} : Caudal de aire primario (kg/h).

W_{as} : Caudal de aire secundario (kg/h).

A_p : Tanto por ciento de aire total que va hacia calentadores de aire primario (% en peso).

A_s : Tanto por ciento de aire total que va hacia calentadores de aire secundario (% en peso).

C_c : Consumo de carbón a la carga de ensayo prorrateado del de garantía, esto es, interpolado a partir de los datos existentes en los balances u hoja de *performance* de la caldera facilitadas por el fabricante (t/h).

W_A : Caudal total de aire de combustión (kg/kg de combustible).

2.7.2 Crédito por aire (H_c)

Tal y como se ha definido en la introducción de la sección 2, H_c responderá a la expresión:

$$H_c = \frac{0,24}{100} W_A [A_p (T_p - T_a) + A_s (T_s - T_a)] \quad (73)$$

Donde:

H_c : Crédito por aire (kJ/kg de combustible).

0,24 : Calor específico del aire a presión constante (kJ/kg·°C).

W_A : Caudal total de aire de combustión (kg de aire/kg de combustible).

A_p : % de aire total que va a los calentadores de aire primario (en peso).

A_s : % de aire total que va a los calentadores de aire secundario (en peso).

T_p : Temperatura del aire delante de los calentadores de aire primario (°C).

T_s : Temperatura del aire delante de los calentadores de aire secundario (°C).

T_a : Temperatura ambiente (°C).

2.8 Configuraciones alternativas

El esquema de cálculo recogido hasta ahora corresponde a una central en la que el último calentador de agua de alimentación está alimentado por una extracción desde la turbina de alta presión y el penúltimo calentador por vapor procedente del recalentado frío procedente del escape de la turbina de alta presión.

El procedimiento de cálculo para centrales térmicas cuyo último calentador se alimente desde el recalentado frío y el penúltimo con una extracción desde la turbina de media

presión (o en general cualquier otro punto situado aguas abajo de la salida del recalentador de vapor) es equivalente si se hacen los cambios que se recogen a continuación:

- Igualar la temperatura y presión de salida del penúltimo calentador a las del último.
- Igualar la temperatura y presión de entrada del penúltimo calentador a las del último.
- Igualar la temperatura y presión de entrada al último calentador con las de salida de ese mismo calentador.

Otras posibles configuraciones de alimentación de calentadores desde el lado vapor requerirán un estudio más detallado a fin de adecuar la metodología general expuesta al esquema particular de la central. La adaptación de la metodología de cálculo habrá de ser aprobada por el Comité de Ensayos e incluida en el procedimiento particularizado.

3. Coste de arranque

3.1 Introducción

A los efectos de este procedimiento se define "arranque" como el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro. El coste arranque asociado se puede definir mediante la siguiente expresión.

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (74)$$

Siendo:

C : Coste de arranque para un tiempo de arranque t (€).

C_o : Constante del grupo equivalente al coste de arranque en frío para un tiempo de parada infinito (€).

α : Constante del grupo.

t : Tiempo de arranque (h).

Una vez obtenidos los pares de valores (C, t) se podrán estimar las constantes de cada grupo C_o y α, mediante el método de mínimos cuadrados.

3.2 Determinación de los costes de arranque

3.2.1 Costes de arranque asociados al combustible

- Etapa 1

Se define la Etapa 1 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad baja progresivamente, según su rampa característica, hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el/los combustible/s, hasta el momento de desacoplamiento.
 2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
 3. Energía eléctrica vertida a la red.
- Etapa 2

Se define la Etapa 2 como aquella etapa comprendida entre el desacoplamiento del grupo de la red hasta el momento del apagado de la caldera o hasta alcanzar el mínimo técnico, en el caso de mantener el grupo en reserva caliente. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de apagado de la misma o para mantenimiento de las condiciones de reserva caliente.
 2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
- Etapa 3

Se define la Etapa 3 como aquella etapa comprendida entre el momento del encendido de la caldera hasta su acoplamiento a la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s, hasta el momento de acoplamiento de la unidad.
 2. Energía eléctrica tomada consumida por los servicios auxiliares.
- Etapa 4

Se define la Etapa 4 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad sube progresivamente hasta alcanzar un estado de marcha en las mismas condiciones en las que se inició la Etapa 1.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado a caldera por el/los combustible/s.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a red.

3.2.1.1 Calor aportado a caldera por el/los combustible/s

La estimación de este coste se realiza mediante la expresión:

$$C_c = \frac{P}{4186.8} \sum_i Q_i \cdot (PCI)_i \quad (75)$$

Donde:

C_c : Coste del calor aportado a la caldera por el/los combustible/s (€).

Q_i : Consumo de cada uno de los combustibles "i" utilizados durante la Etapa considerada (kg).

$(PCI)_i$: Poder Calorífico Inferior del combustible "i" (kJ/kg).

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque (€/th).

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i \cdot P_i)]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (76)$$

P_i : Precio de la termia del combustible "i" (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

El problema de la expresión anterior es la determinación de los consumos de combustible. Este procedimiento contempla la determinación del consumo de combustibles que no sean gas-oil, fuel-oil y carbón con los medios normales de medición de cada grupo, basándose en la experiencia de explotación, para suministrar un valor fiable. En el caso del gas-oil y fuel-oil se establece la medición del gasto en base a diferencia de nivel en los tanques de almacenamiento y diario respectivamente para el gas-oil y el fuel-oil, admitiéndose la posibilidad de su registro mediante medidores de caudal de área, en el caso de que por el método antes fijado no fuera posible. A los valores obtenidos, ya sea por aforo de tanques o por caudalímetros previamente calibrados, puede conferírseles un alto grado de fiabilidad.

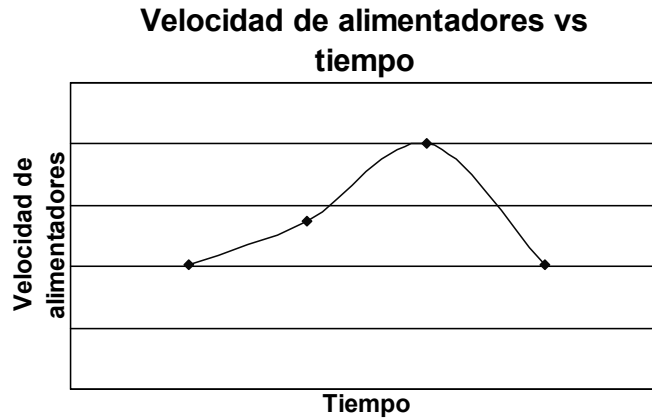
La obtención de un valor del consumo de carbón, presenta la misma problemática que estaría presente si se quisiera medir el rendimiento de un grupo aplicando el método directo (Entrada/Salida).

Se ha escogido la solución de encontrar una relación entre el caudal de carbón y la velocidad de los alimentadores. Es claro que esta relación es de una fiabilidad pequeña cuando se trata de determinar el caudal de carbón en un instante dado, pero aumentará cuando se trate de conocer el consumo de carbón durante un periodo dado. Además se estima que la fiabilidad aumentará si la constante de proporcionalidad se determina en base a datos experimentales.

En los ensayos de Consumo Específico se ha planteado la necesidad de contar por lo menos con seis valores a tres cargas distintas (dos ensayos por carga), por el método indirecto, y este hecho, junto con la posibilidad de conocer con fiabilidad total la energía vertida a la red durante la realización de los ensayos, dará, siempre y cuando se conozca la evolución de la velocidad de los alimentadores, seis valores distintos de la constante de proporcionalidad buscada. Si estos seis valores no presentan una dispersión grande, se podría asumir, y así se establece, considerar como buena y fiable la constante de proporcionalidad obtenida como media de las calculadas para cada uno de los seis ensayos de Consumo Específico realizados.

Como criterio de dispersión, se establece el que los valores individuales no difieran en más de un $\pm 10\%$ del valor medio. Para ello, se necesita el disponer del registro de la evolución de la suma de las velocidades de los alimentadores durante cada uno de los

seis ensayos de Consumo Específico, así como la misma curva de evolución durante las Etapas del arranque consideradas en cada caso. A continuación se presenta un ejemplo de dicha curva.



El caudal de carbón, a partir de la curva obtenida durante los ensayos, será:

$$Q_c = 3600 \times z \times S$$

Siendo:

$$S = \int_{T_0}^{T_1} \sum_i v_i dt \quad (77)$$

Donde:

Q_c : Consumo de carbón en el periodo comprendido entre T_0 y T_1 (kg).

z : Coeficiente de relación entre velocidad de alimentadores y caudal de carbón ((kg/s) / (m/s))

S : Superficie bajo la curva que se adjunta en la figura anterior ((m/s)· s).

V_i : Velocidad del alimentador "i" (m/s).

T_0 : Instante de comienzo de la Etapa considerada (h).

T_1 : Final de la Etapa considerada (h).

Según se ha definido antes:

$$z = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{i=n} z_i \quad (78)$$

Donde:

n : Número total de pruebas (en el caso que se plantea, si se realizan todos los ensayos previstos $n=6$).

z_i : z correspondiente al ensayo "i".

Del mismo modo, tal y como se ha definido la constante de proporcionalidad de un ensayo, cada z_i será el resultado de la expresión:

$$z_i = \left[CENG_{PCI} \cdot W_R \cdot \frac{l}{PCI} \cdot \frac{l}{S} \cdot \frac{l}{3600} \right]_{i)} \quad (79)$$

Donde:

$CENG_{PCI}$: Consumo Específico Neto referido al PCI calculado mediante el ensayo "i" (kJ/kWh).

W_R : Potencia neta cedida a red, calculado durante el ensayo "i" (kW).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible utilizado durante el ensayo "i" (kJ/kg).

S : Superficie rayada de la curva adjunta específica del ensayo "i" ((m/s)·s).

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares

Se define el coste de la energía consumida por los servicios auxiliares como:

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (80)$$

Donde:

C_{SA} : Coste debido a la energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares no proveniente del grupo ensayado, calculado al precio de generación por combustible a Carga Mínima (€).

E_{SA} : Energía eléctrica consumida a través de las redes de transporte o distribución durante la Etapa que se considera (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh)

Este último parámetro se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG_{PCI})_{CM}}{4186.8} \cdot P_c \quad (81)$$

Donde:

$(CENG_{PCI})_{CM}$: Consumo Específico Neto del Grupo a Carga Mínima, en kJ/kWh referido al PCI

P_c : Precio de la termia del combustible normalmente usado en Carga Mínima (€/th) referido al PCI. A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Para cada instalación se analizará en detalle la posición de los puntos de medida, reflejándose en los procedimientos particularizados.

3.2.1.3 Energía Eléctrica vertida a red

Los ingresos por la energía vertida a la red se definen como:

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (82)$$

Donde:

C_{EE} : Ingreso debido a la energía eléctrica vertida a red (€).

E_E : Energía eléctrica vertida a red durante la Etapa considerada (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Su cálculo está desarrollado en el punto 3.2.1.2

Tanto a la energía eléctrica tomada del exterior, como a la energía eléctrica vertida al exterior, se le ha asignado un mismo precio (P_{CM}), igual al coste de generación (debido al consumo de combustible) correspondiente al funcionamiento a carga mínima.

3.2.2 Otros costes de arranque

Dentro de los costes no puramente energéticos que pueden generarse durante un arranque, el consumo de agua desmineralizada se considera con entidad suficiente como para proceder a su contabilización.

La evaluación de este coste se realizará mediante la expresión:

$$Ca = Q_a \cdot pa \quad (83)$$

Donde:

Ca = Coste por consumo de agua desmineralizada durante un arranque de duración t horas (€).

Q_a = Consumo de agua desmineralizada durante el arranque de duración t horas (m^3).

pa = Precio del agua desmineralizada (€/m³). Este parámetro será característico de cada unidad. Deberá justificarse en los procedimientos particularizados.

3.3 Coste de arranque total

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

$$C = Ca + \sum_{j=1}^4 \sum_i \left[C_{C_{j,i}} + C_{SA_j} - C_{EE_j} \right] \quad (84)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = Ca + \frac{1}{4186.8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{Saj} - E_{Ej}) P_c \right] \quad (85)$$

Donde P y P_c son los precios de las termias, ponderada según consumo de combustible en arranque (P), y del combustible habitual a Carga Mínima (P_c) definidos en los capítulos anteriores.

3.4 Coste horario de permanencia en reserva caliente

Se entiende por situación de reserva caliente para un grupo térmico de vapor, que previamente ha sido desacoplado de la red, aquella que mantiene el estado térmico de la caldera en condiciones que permitan que su acoplamiento a la red a mínimo técnico se produzca de forma inmediata.

Se define el coste horario de mantenimiento del ciclo en parada caliente (chrc) como el coste de arranque total restringido a la Etapa 2 exclusivamente dividido entre el tiempo total de permanencia en dicha etapa.

$$chrc = \left[\sum_{j=2} Ca_j + \frac{1}{4186.8} \sum_{j=2} \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{Saj} - E_{Ej}) P_c \right] \right] / t_2 \quad (86)$$

Donde:

t₂ : Es el tiempo de duración de la segunda etapa - permanencia en reserva caliente - (h).

Ca_j : Es el coste de agua desmineralizada de la etapa j (€), calculado a partir de:

$$Ca_j = Q_{aj} \cdot Pa \quad (87)$$

4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia

El Consumo Específico Neto del Grupo corregido (CENG*) se calcula a partir del consumo específico neto de un grupo, obtenido en los ensayos, corregido a unas condiciones de referencia. Dichas condiciones de referencia están definidas en la sección 6 del Anexo A.IV.2: *Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de carbón*.

Todas las variables corregidas, se señalan a partir de aquí con asterisco.

Así:

$$CENG C^* = \frac{FG^* \cdot (CCC^* + CCCA^*) \cdot FA^*}{\eta^* / 100} \quad (88)$$

$$CENG^* = CENG C^* \frac{1}{1 + H_c^* / PCS^*} \quad (89)$$

4.1 Parámetros afectados

Los parámetros básicamente afectados por las condiciones ambientales son la presión de escape y los caudales de vapor para calentamientos diversos.

4.1.1 Consumo calorífico en calentamiento de aire

Con una temperatura ambiente T_A^* y dado que los caudales de aire no están básicamente afectados por las condiciones atmosféricas, pero sí por la variación del combustible, se tendrá:

$$Q_{\text{aire}}^* = 0,24 \cdot [\dot{m}_{AP}^* (T_{AECp} - T_A^*) + \dot{m}_{AS}^* (T_{AECs} - T_A^*)] \quad (90)$$

Los caudales de aire primario y secundario corregidos se obtienen rehaciendo el cálculo de caudales de aire a partir de la nueva composición del combustible de referencia.

4.1.2 Consumo calorífico en los calentadores de fuel-oil

Por otra parte, los sistemas de control del grupo permiten que el consumo de calor de los calentadores de fuel-oil sea constante, al margen de las condiciones ambientales, dada la acción de los calentadores de succión; luego $Q_{FO}^* - Q_{FO} = 0$

4.1.3 Consumo calorífico en calentadores de succión

Por lo que atañe al calor utilizado en calentador de succión del tanque diario de fuel-oil, se tendrá:

$$q_{STD}^* - q_{STD} = 0,45 \cdot (\dot{m}_{FO} + \dot{m}_{RFO}) \cdot (T_{FOTD} - T_{FOTD}^*) \quad (91)$$

La determinación de T_{FOTD}^* puede realizarse considerando una aportación continua desde el tanque de almacenamiento y planteando balance térmico del tanque diario, con lo que operando se obtiene la siguiente expresión:

$$0,45 \cdot (\dot{m}_{FO} + \dot{m}_{RFO}) (T_{FOTD} - T_{FOTD}^*) = (Fugas\ de\ calor) - (Fugas\ de\ calor)^* \quad (92)$$

Las fugas de calor pueden expresarse como:

$$\text{Fuga de calor} = \beta \cdot S \cdot \Delta t \quad (93)$$

Siendo:

β = Coeficiente global de transmisión ($\text{kJ}/\text{m} \cdot \text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$)

S = Superficie de intercambio (m^2).

Δt = Diferencia de temperaturas interior - exterior del tanque.

β puede expresarse como:

$$\beta = 3 + 0,8 (T_{FOTD} - T_A) \quad (94)$$

Resultando:

$$(\text{Fugas de calor}) - (\text{Fugas de calor}^*) = \beta \cdot S^* [(T_A^* - T_A) - (T_{FOTD}^* - T_{FOTD})] \quad (95)$$

Resolviendo (91), (92), (93), (94) y (95) se obtiene:

$$q_{STD}^* - q_{STD} = \frac{[3 + 0,8 (T_{FOTD} - T_A)] \cdot \left[\frac{\pi d_{TD}^2}{4} + \pi d_{TD} h_{TD} \right] \cdot (T_A^* - T_A)}{1 - \frac{[3 + 0,8 (T_{FOTD} - T_A)] \cdot \left[\frac{\pi d_{TD}^2}{4} + \pi d_{TD} h_{TD} \right]}{0,45 (\dot{m}_{FO} + \dot{m}_{RFO})}} \quad (96)$$

4.1.4 Consumo calorífico en el calentador de fondo del tanque de almacenamiento y traceados

La corrección del consumo calorífico en calentador del fondo del tanque de almacenamiento y traceados se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$q_{FTA}^* - q_{FTA} = 0,25 (q_{STD}^* - q_{STD}) + [3 + 0,8 (T_{FOTA} - T_A)] \cdot \left[\frac{\pi d_{TA}^2}{4} + \pi d_{TA} \right] \cdot [T_A - T_A^*] \quad (97)$$

4.1.5 Caudales de vapor

La corrección de los distintos caudales de vapor se calcula mediante las siguientes fórmulas:

$$\dot{m}_{VAC}^* = \dot{m}_{VAC} \cdot \frac{q_{CALD}^*}{q_{CALD}} \quad (98)$$

$$\dot{m}_{VARF}^* = \dot{m}_{VARF} \cdot \frac{q_{VRF}^*}{q_{VRF}} \quad (99)$$

$$\dot{m}_{EXT}^* = \dot{m}_{EXT} \cdot \frac{q_{CICLO}^*}{q_{CICLO}} \quad (100)$$

Los caudales de drenaje del sistema de vapor auxiliar de caldera serán:

$$\dot{m}_{DAT}^* = \dot{m}_{DAT} \cdot \frac{m_{VAC}^*}{m_{VAC}}$$

$$\dot{m}_{VAC}^* = \dot{m}_{DAT}^* + \dot{m}_{DPR}^* \quad (101)$$

Con ello se pueden obtener los siguientes valores corregidos:

$$\dot{m}_{DTA}^* = \dot{m}_{DTA} \cdot \dot{m}_{DAT}^* / \dot{m}_{DAT} \quad (102)$$

$$\dot{m}_{VTA}^* = \dot{m}_{VTA} \cdot \dot{m}_{DAT}^* / \dot{m}_{DAT} \quad (103)$$

$$\dot{m}_{DTP}^* = \dot{m}_{DTP} \cdot \dot{m}_{DPR}^* / \dot{m}_{DPR} \quad (104)$$

$$\dot{m}_{VTP}^* = \dot{m}_{VTP} \cdot \dot{m}_{DPR}^* / \dot{m}_{DPR} \quad (105)$$

Por su parte el caudal de vapor a sopladores corregidos debe considerarse como:

$$\dot{m}_{VS}^* = \dot{m}_{VSE} \cdot \frac{n \cdot T_{DSC}}{24} \quad (106)$$

Siendo "n" el número de sopladors por día y T_{DSC} el tiempo en horas de duración de un soplado completo.

Por otra parte el caudal de agua de aportación al ciclo habrá también variado. Si se considera que en funcionamiento normal.

$$\dot{m}_{FD}^* = \dot{m}_{FCP}^* = 0 \text{ (ya que el agua de aportación mantiene los niveles)}$$

Entonces se tendrá:

$$\dot{m}_{AMU}^* - \dot{m}_{AMU} = \dot{m}_{FD} + \dot{m}_{FCP} + \dot{m}_{VS}^* - \dot{m}_{VS} + \dot{m}_{VTA}^* - \dot{m}_{VTA} \quad (107)$$

En el procedimiento particularizado para el ensayo del grupo podrá concretarse la formulación anterior, teniendo en cuenta la distinción entre sopladors cortos y largos, previa aprobación del Comité de Ensayo.

4.2 Correcciones al consumo específico neto del grupo

4.2.1 Correcciones a CCC

Se corrige CCC de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$CCC^* = CCC / (FC1 \cdot FC2 \cdot FC3 \cdot FC4) \quad (108)$$

Siendo FC1,2,3 y 4 los distintos factores de corrección que se describen a continuación.

4.2.1.1 Corrección por agua de aportación (FC1)

Se define el factor de corrección de acuerdo con ANSI/ASME PTC 6.1.

$$FC1 = 1 + \left[\frac{\% CORR.}{100} \left(100 \frac{\dot{m}_{AMU}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{AMU}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (109)$$

% CORR se define como el resultado de aplicar la curva de corrección de la instalación para corrección del consumo específico por variación del agua de aportación al ciclo o, en su defecto, la figura A-7 de ANSI/ASME PTC 6, considerando el 100% del caudal de vapor principal con válvulas abiertas como $1,05 \cdot m_{VP}$ en prueba al 100%. Si se utiliza otra corrección distinta a la recogida en el código ANSI/ASME PTC 6.1, ésta deberá tener los mismos datos de entrada y la misma forma de corrección del consumo específico.

4.2.1.2 Corrección por vapor auxiliar tomado del recalentado frío (FC2)

Se define de acuerdo con ANSI/ASME PTC 6.1, como:

$$FC2 = 1 + \left[\frac{\% CORR.}{100} \left(100 \frac{\dot{m}_{VARF}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{VARF}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (110)$$

% CORR es el resultado de aplicar la curva de corrección de la instalación para corrección del consumo específico por variación del vapor auxiliar tomado del recalentado frío o, en su defecto, la figura A-4 de ANSI/ASME PTC 6.1. Si se utiliza otra corrección distinta a la recogida en el código ANSI/ASME PTC 6.1, ésta deberá tener los mismos datos de entrada y la misma forma de corrección del consumo específico.

Si el grupo a ensayar no tuviera extracción de vapor auxiliar desde recalentado frío no aplicaría esta corrección.

4.2.1.3 Corrección por vapor auxiliar tomado de extracción del ciclo (FC3)

Se define de acuerdo con ANSI/ASME PTC 6.1, como:

$$FC3 = 1 + \left[\frac{\% CORR.}{100} \left(100 \frac{\dot{m}_{EXT}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{EXT}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (111)$$

% CORR se define según figura A-3 de ANSI/ASME PTC 6.1 u otra curva de corrección específica del consumo específico de la instalación para corrección del consumo específico por variación del vapor auxiliar tomado del recalentado frío. Si se utiliza otra corrección distinta a la recogida en el código ASME PTC 6.1, ésta deberá tener los mismos datos de entrada y la misma forma de corrección del consumo específico (Heat Rate).

4.2.1.4 Corrección por temperatura del foco frío (FC4)

Las correcciones por foco frío se aplicarán en caso de que la temperatura y/o nivel en las bombas de agua de circulación provocado por la marea difiera en el momento de los ensayos de las condiciones de referencia.

La corrección por foco frío consta de dos pasos.

a) Determinación de la presión del condensador:

Para determinar la presión en el condensador en condiciones de garantía se llevarán a cabo los siguientes pasos

- 1) Obtener el caudal de agua de circulación a través del condensador en la prueba. Para ello se utilizará medida directa o, si ésta no existiera, se calculará a partir de un método indirecto como la determinación del punto de funcionamiento de la bomba en la curva del fabricante y/o la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers para pérdidas de carga.

- 2) Determinar el calor evacuado por el condensador en la prueba. Para ello se utilizará el resultado de multiplicar el caudal de agua de circulación por el condensador, el calor específico medio y el incremento de temperatura a través del condensador.
- 3) Determinar del factor de limpieza del condensador durante la prueba. Se interpolará a partir de las curvas del fabricante del condensador "contrapresión frente a calor disipado" para diferentes temperaturas de agua de circulación, tubos taponados y diferentes factores de limpieza (valor a determinar) o, en su defecto, se calculará a partir de la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface condensers". Todos los valores de entrada para obtener el factor de limpieza corresponden a las condiciones de la prueba.
- 4) Determinar el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia. A partir del punto de funcionamiento de la bomba en la prueba y la altura estática del circuito de agua de circulación se elaborará un ajuste cuadrático de la curva de resistencia hidráulica del circuito de agua de circulación (Pérdidas vs caudal). Dicha curva se corregirá sumando la diferencia de niveles entre el registrado en la prueba y el nivel de marea de garantía. La intersección de la curva de pérdidas corregida y la curva de las bombas de agua de circulación marcará el valor para el caudal de agua de circulación en las condiciones de referencia.
- 5) Determinar la presión del condensador. Para obtener esta presión en el en condiciones de referencia a partir de la temperatura y caudal de agua de circulación para la condiciones de referencia se utilizarán las curvas del fabricante del condensador o, en su defecto, si aquellas no estuvieran disponibles o no reflejasen con sus parámetros el funcionamiento del condensador en las condiciones de la prueba y/o referencia, la formulación recogida en el HEI "Standards for Steam Surface Condensers". El factor de ensuciamiento y el calor evacuado en el condensador para este cálculo serán los determinados para las condiciones de la prueba (ver Anexo A).

b) Determinación del factor de corrección del foco frío

A partir de la contrapresión corregida en el condensador para las condiciones de referencia se obtendrá la potencia bruta corregida producida por la turbina WBM* en bornas del alternador. Si tales curvas no existieran se utilizarán las curvas genéricas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 6.1.

Realizando ambos pasos FC4 vale:

$$F_4 = WR / WR^* \quad (112)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (113)$$

$$WTP^* = WTP + WBM^* - WBM \quad (114)$$

Si en los pasos del proceso de corrección por temperatura de foco frío se van a utilizar curvas genéricas de turbina según ASME y/o modelización según HEI la desviación de la temperatura de foco frío respecto a las condiciones de referencia no podrá ser superior a 3°C y la variación de la marea superior a 1.5 m respecto al nivel de marea de referencia.

En caso de no ser posible la aplicación de la corrección por temperatura del foco frío a un grupo debido a causas justificadas; en el procedimiento particularizado se introducirá un cálculo sustitutivo para el factor de corrección afectado, basado en la determinación de la presión de escape de la turbina, el cual habrá de ser aprobado por el Comité de Ensayos.

4.2.2 Correcciones a CCCA

Se corrigen por separado los factores que integran CCCA, de modo que:

$$CCCA^* = \frac{CCOF^*}{WB^*} \quad (115)$$

4.2.2.1 Correcciones a WB

Se define $WB^* = WB/\text{FACTOR CORREC. POTENCIA}$

(116)

Siendo:

$$\text{FACTOR CORREC. POTENCIA} = (2 - FC1) \cdot (2 - FC3) \cdot FP2 \cdot (2 - FC4) \quad (117)$$

Siendo:

$$FP2 = 1 - \left[\frac{\% \text{ CORR.}}{100} \cdot \left(100 \frac{\dot{m}_{VARF}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{VARF}^*}{\dot{m}_{VP}^*} \right) \right] \quad (118)$$

Para esta expresión % CORR se define según la figura A4 de ANSI/ASME PTC 6.1 u otra curva de corrección específica de la instalación para la corrección de la carga en función del vapor auxiliar tomado de recalentado frío. Si se utiliza otra corrección distinta a la recogida en el código ANSI/ASME PTC 6.1, ésta deberá tener los mismos datos de entrada y la misma forma de corrección de la potencia (load).

4.2.2.2 Correcciones a CCOF

La corrección a CCOF se realizará mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} CCOF^* - CCOF = & (\dot{m}_{DTA}^* - \dot{m}_{DTA}) i_{DTA} + (\dot{m}_{DTP}^* - \dot{m}_{DTP}) i_{DTP} + \\ & + (\dot{m}_{VTP}^* - \dot{m}_{VTP}) i_{VTP} + (\dot{m}_{AMU}^* - \dot{m}_{AMU}) i_{AMU} \end{aligned} \quad (119)$$

4.2.3 Correcciones a FG

Se corrigen separadamente cada uno de los factores, de modo que

$$FG^* = \frac{CCPC^* + CCPA^*}{CCPC^* + CCOF^*} \quad (120)$$

4.2.3.1 Correcciones a CCPC

Se calculan mediante:

$$CCPC^* = CCC^* \cdot WB^* \quad (121)$$

4.2.3.2 Correcciones a CCPA

De acuerdo con la ecuación (19) y considerando que \dot{m}_{PC} , \dot{m}_{AT} y \dot{m}_{FC} no varían, se tiene que:

$$CCPA^* - CCPA = (\dot{m}_{VAC}^* - \dot{m}_{VAC}) i_{VAC} + (\dot{m}_{VS}^* - \dot{m}_{VS}) i_{VS} \quad (122)$$

4.2.4 Correcciones a FA

La corrección de este factor se hace en base a la variación de la potencia vertida a red por el grupo en función del rendimiento del alternador y transformador principal al trabajar a distintos factores de potencia y diferentes condiciones ambientales. Se da la opción de corregir este parámetro respecto de las condiciones de prueba a unas condiciones de referencia correspondientes al factor de potencia histórico de la instalación.

$$FA^* = WB^* / WR^* \quad (123)$$

Donde:

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (124)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} - L_{prue} \quad (125)$$

Donde L_{ref} y L_{prue} son el conjunto de las pérdidas del alternador y transformador principal con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba respectivamente, que se obtendrán a partir de las curvas de corrección y/o circuitos equivalentes suministrados por el fabricante para este efecto.

4.3 Correcciones del rendimiento de caldera

4.3.1 Correcciones por cambio de combustible

La corrección del rendimiento de caldera por efecto de modificación del combustible, se realizará mediante la aplicación del párrafo 5.18.3 del código ASME PTC-4 referenciado; o sea, se calculará el rendimiento en base a la nueva composición elemental del combustible y su correspondiente Poder Calorífico Superior conservando como fijos los valores de inquemados, exceso de aire, temperaturas de aire y gases y temperatura de superficie de paredes exteriores de caldera determinados en prueba. Para definir la composición del combustible para la corrección se tomará una media ponderada de los análisis realizados en el último año sobre el carbón suministrado..

4.3.2 Corrección por condiciones ambientales

Tal y como se ha establecido la metodología de cálculo del rendimiento de caldera, cuatro son los parámetros ambientales que influyen en el rendimiento, a saber:

1. Presión atmosférica
2. Velocidad del viento
3. Humedad relativa del aire
4. Temperatura de bulbo seco

La presión atmosférica es un parámetro de influencia mínima sobre los valores calculados para este tipo de centrales, por lo que su corrección se considera despreciable y no se incluye en la metodología.

La velocidad del viento es un parámetro que tiene influencia en las pérdidas de la caldera por radiación y convección.

Las pérdidas por humedad relativa del aire influyen en las pérdidas por humedad en el aire de combustión.

La variación de la temperatura de bulbo seco tiene influencia en el crédito por calor aportado por el aire de combustión, pérdidas en gases secos, pérdidas por humedad en el combustible, pérdidas por humedad debida al hidrógeno del combustible, pérdidas por humedad del aire y pérdidas por radiación y convección.

A continuación se calcularán los términos de pérdidas de caldera corregidos por separado para modificar el rendimiento de caldera.

4.3.2.1 Pérdidas corregidas por gases secos L_1^*

El cálculo para las pérdidas corregidas de gases secos es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de la caldera con las únicas diferencias del cambio de la temperatura ambiente, que ahora se utilizará la de condiciones de referencia y el cambio de la masa de gases, cuyo cálculo se realizará en base a la nueva composición de combustible de referencia.

4.3.2.2 Pérdidas corregidas por humedad en el combustible L_2^*

El cálculo para las pérdidas corregidas de humedad en el combustible es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de la caldera con las únicas diferencias del cambio de la temperatura ambiente, que ahora se utilizará la de condiciones de referencia y el cambio de la humedad en el combustible, que ahora deberá utilizar las del combustible de referencia.

4.3.2.3 Pérdidas corregidas por humedad proveniente del hidrógeno del combustible L_3^*

El cálculo para las pérdidas corregidas por humedad proveniente del hidrógeno del combustible es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de la caldera con las únicas diferencias del cambio de la temperatura ambiente, que ahora se utilizará la de condiciones de referencia y el cambio del contenido de hidrógeno en el combustible, que ahora deberá utilizar el del combustible de referencia.

4.3.2.4 Pérdidas corregidas por humedad en el aire L_4^*

El cálculo para las pérdidas corregidas por humedad en el aire es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de caldera con las únicas diferencias de la cantidad de aire seco introducido en caldera, calculado en base a la nueva composición del combustible, y las temperaturas de bulbo húmedo y seco utilizadas para calcular la humedad en el aire y las entalpías necesarias.

4.3.2.5 Pérdidas corregidas del combustible en cenizas y escorias L_5^*

El cálculo para las pérdidas corregidas del combustible en cenizas y escorias es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de caldera con la única diferencia de que se calcularán en base a la composición del combustible de referencia. En un principio estos porcentajes permanecen constantes respecto al combustible real.

4.3.2.6 Pérdidas corregidas por radiación y convección L_6^*

El cálculo para las pérdidas corregidas por radiación y convección es análogo al descrito para estas mismas pérdidas en la sección de rendimiento de caldera con las diferencias de que se corregirá la temperatura de pared de caldera como se detalla a continuación y que para las condiciones ambientales se tomarán las de referencia: temperatura ambiente de referencia y velocidad del viento de referencia (si no se introduce velocidad del viento de referencia, ésta se fijará en 0,5 m/s (1,67 ft/s), tal como marca el código ANSI/ASME PTC 4.

La temperatura de pared representativa de caldera se corregirá de acuerdo a la siguiente expresión recogida en el ANSI/ASME PTC 4:

$$T_{pared}^* = \frac{-B + \sqrt{B^2 - 4 \cdot A \cdot C}}{2A} \quad (126)$$

Donde T_a^* es la temperatura ambiente de referencia y T_{hot} la temperatura del lado caliente del aislante.

$$A = 0,00593$$

$$B = 1,4254 - 2 \cdot A \cdot T_a^* + H_{wz}$$

$$C = -1,4254 \cdot T_a^* - H_{wz} \cdot T_{hot} + A \cdot T_a^{*2}$$

$$H_{wz} = \frac{(Q_{per} / A_{pared})}{T_{hot} - T_{pared}}$$

Este procedimiento es el procedimiento simplificado para obtener la temperatura de pared corregida, donde se ha aproximado el coeficiente de transmisión de calor de forma lineal, para el procedimiento no simplificado se remite al lector al código ANSI/ASME PTC 4.

Si las pérdidas de convección y radiación por acuerdo entre las partes se calcularon a partir de los valores sugeridos por el código ANSI/ASME PTC 4 ($T_{di}=50$ °F y velocidad del viento 1,67 m/s), se considerará $L_6^*=L_6$.

4.3.2.7 Pérdidas no medidas corregidas L_7

El procedimiento de cálculo para las pérdidas no medidas corregidas es análogo al descrito en la sección de rendimiento de caldera con la diferencia de que el valor del PCS que se utiliza es el del combustible de referencia.

4.3.3 Crédito corregido por calor cedido al aire de combustión Hc^*

El cálculo del crédito de aire corregido es análogo al cálculo de este mismo parámetro descrito en el capítulo 2.7, con la diferencia de que los caudales de aire usados están calculados en base al nuevo combustible de referencia y la temperatura ambiente es la temperatura de aire de referencia.

4.3.4 Cálculo del rendimiento corregido de caldera

La expresión para el cálculo del rendimiento corregido de caldera es:

$$\pi^* = \frac{100}{PCS^* + Hc^*} [(PCS^* + Hc^*) - (L_1^* + L_2^* + L_3^* + L_4^* + L_5^* + L_6^* + L_7^*)] \quad (127)$$

5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas

En esta sección se recoge cómo se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico y liquidación de los SEIE correspondientes al coste variable de generación horario acorde con la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5.1 Costes variables de combustible

En este apartado se calculan los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste variable de combustible que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{fun}}(i,h,j) = [a(i)+b(i)*e(i,h,j)+c(i)*e^2(i,h,j)]*pr(i,h,j) \quad (128)$$

Siendo:

$C_{\text{fun}}(i,h,j)$: Coste variable de combustible expresado (€/h).

$e(i,h,j)$: Potencia media horaria en barras de la central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j .

$a(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- (th/h).

$b(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW)

$c(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW²)

$pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h , según se define en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006.

Para el cálculo de $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) a partir de los ensayos de consumo específico.

Cada uno de los puntos a partir de los cuales se realizará el ajuste cuadrático se obtiene de los resultados de una prueba de consumo específico, de forma que, realizando las siguientes operaciones, se obtiene una pareja "consumo térmico vs potencia neta":

$$C_{\text{ter}} = \frac{CENG_{\text{pci}} \times WR}{4186,8} \quad (129)$$

Siendo:

C_{ter} : Consumo térmico del grupo expresado (th/h).

$CENG_{\text{pci}}$: Consumo específico neto del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red expresada (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$.

5.2 Costes de arranque y de reserva caliente

5.2.1 Coste de arranque

En este apartado se calculan los parámetros $a'(i)$ y $b'(i)$, recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste de arranque, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar} = a'(i) * [1 - \exp(-t/b'(i))] * pr(i, h, j) + d \quad (130)$$

El parámetro d no se calcula en este apartado ya que tiene carácter económico y no guarda relación con el resultado de las pruebas de rendimiento, sino con el desgaste que cada arranque produce en el grupo. Por ello, debe ser calculado en base a la información económica relativa al coste de los ciclos de revisiones.

Para calcular $a'(i)$, $b'(i)$ es necesario realizar un ajuste exponencial de la curva coste en termias frente a tiempo de arranque (sin tener en cuenta el parámetro d), a partir de al menos dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del coste de arranque, expresan el coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{termias} = C_{euros} * 1/P \quad (131)$$

Donde:

$C_{termias}$: Coste en termias del arranque.

C_{euros} : Coste en euros del arranque.

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque definido, en el punto 3.2.1.1 (€/th).

5.2.2 Coste de reserva caliente:

En este apartado se calculan el parámetro $C_{rc}(i, j)$, recogido en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{rc}(i, j) = \sum_{h_{rc}} cc_{rc}(i) \times prc(i, h_{rc}, j) \quad (132)$$

Donde

$cc_{rc}(i)$: Consumo de combustible utilizado por el grupo i del sistema eléctrico j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente (th PCI/h).

$prc(i, h_{rc}, j)$: Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente (th PCI/h).

Para calcular el consumo de combustible en situación de reserva caliente, $cc_{rc}(i)$, se parte del coste horario de mantenimiento en reserva caliente obtenido de las pruebas de arranque con situación de reserva caliente y se opera del siguiente modo:

$$cc_{rc} = chrc / P \quad (133)$$

Siendo

$chrc$: Coste horario de mantenimiento en reserva caliente recogido en el capítulo 3.4

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque, definido en el punto 3.2.1.1 para una situación de reserva caliente (€/th).

6. Listado de variables

A continuación se recogen a los variables principales que deben ser recogidas en cada ensayo sea como inputs de cálculo o como condiciones para verificar la aceptación del ensayo. La medida de estas variables, en aquellos casos que se precise, deberá realizarse de acuerdo a lo especificado en el *Anexo A.IV.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón*. El criterio de clasificación de variables está también recogido en este documento y cumple las directrices recogidas en el código ASME PTC 46.

6.1 Procedimiento de ensayos de consumo específico

6.1.1 Variables primarias de clase 1

Variables medidas directamente

Las siguientes variables se recogerán partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el documento "Procedimiento Específico para Medida y Toma de Muestras en Centrales de Carbón".

- Paa : Presión de agua de alimentación entrada economizador (barg).
- Prc : Presión vapor recalentado caliente entrada turbina MP (barg).
- Prf : Presión vapor recalentado frío salida turbina AP (barg).
- Pvp : Presión vapor principal entrada turbina (barg).
- Maa : Caudal de agua de alimentación a la entrada del economizador (kg/h).
- Taa : Temperatura agua alimentación entrada economizador (°C).
- Trc : Temperatura recalentado caliente entrada turbina MP (°C).
- Trf : Temperatura recalentado frío salida turbina AP (°C).
- Tvp : Temperatura vapor principal entrada turbina (°C).
- WTP : Potencia activa en bornas del transformador principal, lado de alta (kW).
- $WRET$: Potencia reactiva en bornas del transformador principal lado alta (kVAR).
- WAR : Potencia activa tomada de la red a través de transformador principal y consumida en auxiliares (kW).

- WE : Potencia activa de la red a través del transformador principal para servicios no continuos -en caso de ser WE medida en vez de determinada a partir de datos de balances la instalación-(kW).
- WBM : Potencia activa en bornas del alternador durante el ensayo (kW).
- WRE : Potencia reactiva en bornas del alternador durante el ensayo (KVAR).
- Tf : Temperatura del agua de circulación de entrada al condensador (°C).
- MACC : Caudal agua circulación -o medidas indirectas necesarias para su determinación- (m3/h).
- TACC1 : Temperatura de agua de circulación entrada condensador (°C).
- TACC2 : Temperatura de agua de circulación salida condensador (°C).
- PCond : Presión en el condensador (bara).
- NACC : Nivel del mar (m).

Las medidas eléctricas de potencia anteriores serán determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

En caso de que el caudal de agua de alimentación no sea medido, siendo calculado a partir de la medición de caudal de condensado, deberán medirse además las siguientes variables con categoría de variables primarias de clase 1, junto con las adicionales que se necesitasen para determinar el caudal de condensado por diferencia (si hubiese derivaciones aguas debajo del punto de medida) además de las variables primarias de clase 2 que se listarán en la sección correspondiente:

- mc : Caudal de agua de alimentación a la entrada al desaireador (kg/h).
- tc1 : Temperatura del condensado a la entrada al desaireador (°C).
- pc1 : Presión de condensado a la entrada del desaireador (barg).
- Pdes : Presión en el desaireador (barg).

6.1.2 Variables primarias de clase 2

6.1.2.1 Variables medidas directamente en el ensayo

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el documento *Anexo A.IV.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón*.

- Ppc : Presión en el tanque de purga continua (barg).
- Pdes : Presión en el desaireador (barg).
- Pss : Presión del agua de atemperación en el sobrecalentador (barg).
- Psr : Presión del agua de atemperación del recalentador (barg).
- Pamu : Presión de agua de Make up (aporte al ciclo) (barg).

- Pvac : Presión de vapor auxiliar tomado de caldera AP (barg).
- Patva : Presión de atemperación del caudal auxiliar (barg).
- Pvs : Presión de vapor a sopladores (barg).
- Pat : Presión de vapor de atomización (barg).
- Pscap : Presión agua de alimentación a la salida del último calentador (barg).
- Pecap : Presión agua de alimentación a la entrada del último calentador (barg).
- Pvcap : Presión del vapor de extracción entrada al último calentador (barg).
- Pscrif : Presión del agua de alimentación a la salida del penúltimo calentador (barg).
- Pecrf : Presión del agua de alimentación a la entrada del penúltimo calentador (barg).
- Pac : Presión en el calderín (barg).
- Pcond : Presión en el condensador (kPa a).
- Patm : Presión atmosférica (bara). Esta presión será la que se utilice para transformar las medidas de presión relativa que recogen los instrumentos.
- mss : Caudal de atemperación del sobrecalentador (kg/h).
- msr : Caudal de agua de atemperación al recalentador (kg/h).
- mcta : Caudal de vapor que no sale por el escape de la turbina (kg/h), se deberán contabilizar vapor a eyectores de servicios, vapor principal a cierres, vapor de recalentado frío a cierres, fugas de vástagos, cierres... Este caudal se estimará a partir de los balances térmicos o con las medidas a las que se pueda proceder.
- mfd : Caudal de fuga estimado por variación de nivel en el desaireador (kg/h).
- mfcp : Caudal de fuga estimado por variación de nivel en el condensador (kg/h).
- mdat : Caudal de drenaje de condensado a tanque atmosférico (kg/h).
- mvs : Caudal de vapor de soplado (kg/h).
- mcomb : Masa de combustible medido directamente, si se dispone de un mecanismo fiable para hacerlo, o indirectamente a través de la medida de algún parámetro indirecto a determinar para cada instalación (ejemplo velocidad de cintas alimentadoras...). Este valor deberá registrarse para ser utilizado en el cálculo de los costes de arranque, no influye en el cálculo de consumo específico.
- tss : Temperatura de agua de atemperación al sobrecalentador (°C).
- tsr : Temperatura de agua de atemperación al recalentador (°C).
- tpc : Temperatura en el tanque de purga continua (°C).

- tdtá : Temperatura en el tanque atmosférico de drenajes (°C).
- ttp : Temperatura en el tanque presurizado (°C).
- tamu : Temperatura de agua de Make up (°C).
- tvac : Temperatura de vapor auxiliar de caldera (°C).
- tvvab : Temperatura de vapor auxiliar de baja presión (°C).
- tatva : Temperatura de atemperación de vapor auxiliar (°C).
- tavab : Temperatura de atemperación de vapor auxiliar (°C).
- tvs : Temperatura de vapor a sopladores (°C).
- tat : Temperatura de vapor de atomización (°C).
- tscap : Temperatura de agua de alimentación a la salida del último calentador (°C).
- tecap : Temperatura de agua de alimentación a la entrada del último calentador (°C).
- tvcap : Temperatura del vapor de extracción del último calentador (°C).
- tdcap : Temperatura de drenaje del último calentador (°C).
- tscrf : Temperatura del agua de alimentación a la salida del penúltimo calentador (°C).
- tecrf : Temperatura del agua de alimentación a la entrada del penúltimo calentador (°C).
- tdcrf : Temperatura del drenaje del penúltimo calentador (°C).
- ta : Temperatura ambiente (°C).
- taecp : Temperatura del aire a la entrada de cambiadores de aire regenerativo primario (°C).
- taecs : Temperatura del aire a la entrada de cambiadores de aire regenerativo secundario (°C).
- tfoec : Temperatura del fuel a la entrada del grupo de calentamiento
Temperatura del aire a la entrada de cambiadores de aire regenerativo primario (°C).
- tfosc : Temperatura de fuel a la salida del grupo de calentamiento (°C).
- tfotd : Temperatura del fuel en el tanque diario (°C).
- tfota : Temperatura del fuel en el tanque de almacenamiento permanente (°C).
- tg : Temperatura de los gases a la salida de los calentadores de aire (°C).
- te : Temperatura de incorporación del combustible a la caldera (°C).
- tp : Temperatura del aire antes de los calentadores de aire primario (°C).

- ts : Temperatura del aire antes de los calentadores de aire secundario (°C).
- dt : Tiempo de duración de la prueba (horas).
- mamu : Caudal de Make up (kg/h).
- mfo : Caudal de fuel (kg/h).
- V : Velocidad del viento (m/s).
- Tpared : Temperatura de pared de caldera (°C).
- Tbh : Temperatura de bulbo húmedo (°C).
- Frecuencia de la red (Hz).

A continuación se recogen una serie de variables cuya medida mejorará notablemente la precisión del ensayo, por lo cual su registro se recomienda, no obstante si estas variables no se recogieran podrían estimarse.

- mvpc : Vapor venteado al ciclo desde el tanque de purga continua (kg/h).
- mvarf : Vapor auxiliar de recalentado frío (kg/h).
- mvac : Vapor auxiliar de caldera (kg/h).
- mat : Caudal de vapor de atomización (kg/h).
- mpc : Caudal de purga continua (kg/h).

En caso de que el caudal de agua de alimentación no sea medido, y se calcule a partir de la medición de caudal de condensado, deberán medirse las siguientes variables con categoría de variables primarias de clase 2, (además de las variables primarias de clase 1 que se listaron en la sección correspondiente):

- Pvepc : Presión de vapor de extracción entrada al penúltimo calentador (barg).
- tpe : Temperatura vapor entrada penúltimo calentador (°C).
- mdd1 : Suma de otros caudales de drenajes enviados al desaireador no contabilizados (kg/h). En cada uno de estos caudales será necesario también determinar su presión y temperatura para determinar su entalpía, que deberá promediarse entre todos para ser introducida en los cálculos.
- mvd1 : Suma de otros caudales de venteos enviados al desaireador no contabilizados (kg/h). En cada uno de estos caudales será necesario también determinar su presión (bara) y temperatura (°C) para determinar su entalpía, que deberá promediarse entre todos para ser introducida al cálculo.
- mic : Caudal de inyección de condensado en cierres de bombas de agua de alimentación, en caso de que éstos luego se reinyecten al desaireador (kg/h).
- mdc : Fugas de las empaquetaduras (leakage flows) de las bombas de agua de alimentación, en caso de que el caudal de inyección de condensado se reinyecte al desaireador (kg/h).

- tved : Temperatura de vapor de extracción al desaireador (°C).
- mvpc : Vapor venteado al ciclo desde el tanque de purga continua (kg/h).

6.1.2.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances o similar...

- η_{his} : rendimiento del alternador a factor de potencia (y carga) histórico (adimensional).
- η_{prue} : Rendimiento del alternador con factor de potencia (y carga) de prueba (adimensional).
- η_{ref} : Rendimiento del alternador con factor de potencia de referencia con carga de prueba (adimensional).
- Lprue : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de la prueba (kW).
- Lref : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de referencia (kW).
- PN : Potencia nominal del grupo (kW).
- Gn : Gasto de carbón nominal del grupo (tn/h).
- PCS : Poder Calorífico Superior del combustible (kJ/kg).
- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg).
- MpCF : Porcentaje en peso del carbono en el combustible (%).
- MpH2F : Porcentaje en peso de hidrógeno en el combustible (%).
- MpSF : Porcentaje en peso de azufre en el combustible (%).
- MpO2F : Porcentaje en peso de oxígeno en el combustible (%).
- MpN2F : Porcentaje en peso de nitrógeno en el combustible (%).
- O2 : Concentración volumétrica de O2 en gases de escape medido en base seca (%).
- A : Contenido de cenizas en el combustible (kg/kg).
- Es : Cantidad de cenizas en el combustible a escorias (% de A).
- Cenv : Cantidad de cenizas de combustible a volantes (% de A).
- Ce : Cantidad de combustible a escorias (% en peso).
- Cc : Cantidad de combustible en cenizas volantes (% en peso).
- mf : Contenido en humedad del combustible (kg/kg).
- C : Contenido en carbono del combustible (kg/kg).
- H : Contenido en hidrógeno del combustible (kg/kg).

- PCSr : Poder Calorífico Superior del combustible de referencia (kJ/kg).
- PCIr : Poder Calorífico Inferior del combustible de referencia (kJ/kg).
- MpCF : Porcentaje en peso del carbono en el combustible de referencia (%).
- MpH2F : Porcentaje en peso de hidrógeno en el combustible de referencia (%).
- MpSF : Porcentaje en peso de azufre en el combustible de referencia (%).
- MpO2F : Porcentaje en peso de oxígeno en el combustible de referencia (%).
- MpN2F : Porcentaje en peso de nitrógeno en el combustible de referencia (%).
- Ar : Contenido en cenizas en el combustible de referencia: (kg/kg)
- Esr : Cantidad de cenizas en el combustible de referencias a escorias (% de Ar).
- Cvr : Cantidad de cenizas del combustible de referencia a volantes (% de Ar).
- Cer : Combustible de referencia en escorias (% en peso).
- Ccr : Combustible de referencia en cenizas volantes (% en peso).
- Mfr : Contenido de humedad en el combustible de referencia (kg/kg).
- Cr : Contenido en carbono en el combustible de referencia (kg/kg).
- Hr : Contenido en hidrógeno en el combustible de referencia (kg/kg).
- dta : Diámetro interior en el tanque de almacenamiento de fuel permanente (m).
- hta : Altura del tanque de almacenamiento de fuel permanente (m).
- dtd : Diámetro interior del tanque de almacenamiento diario de fuel (m).
- htd : Altura del tanque de almacenamiento diario de fuel (m).
- dpc : Diámetro interior del venteo del tanque de purga continua al desaireador (pulgadas).
- Mfo : Capacidad nominal del grupo para quemar fuel (kg/h).
- Apared : Área exterior de la caldera (m²).
- Ap : Porcentaje en peso de aire a calentadores de aire primario (%).
- As : Porcentaje en peso de aire a calentadores de aire primario (%).
- Paux : Tanto por uno de calor de servicios auxiliares aportado desde vapor auxiliar procedente de caldera (tpu).
- Vr : Velocidad del viento de referencia (m/s), si no se introduce (0 en la casilla de entrada) el código tomará el valor de referencia recogido en el ANSI/ASME PTC 6.
- tbhr : Temperatura de bulbo húmedo de referencia (°C).

- tar : Temperatura ambiente de referencia (°C).
- Vwo : Porcentaje del flujo de vapor principal respecto a válvulas totalmente abiertas en el ensayo (%).
- idd1 : Entalpía ponderada de otros drenajes introducidos al desaireador no contabilizados en otras corrientes (kJ/kg).
- ivd1 : Entalpía ponderada de otros venteos introducidos al desaireador no contabilizados en otras corrientes (kJ/kg).

6.1.3 Listado de variables secundarias

Estas variables serán registradas para confirmar que no han existido condiciones anormales en los ensayos. En estas variables se incluirán todas las que en cada prueba particular se considere necesario además de las siguientes:

6.1.3.1 Variables medidas directamente en el ensayo

Las siguientes variables se recogerán partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el *Anexo A.IV.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón*.

- mvapp : Flujo de vapor principal (kg/h).
- Tn : Tensión en bornas del alternador (kV).
- mc : Caudal de condensado (kg/h).
- tc : Temperatura de condensado a su paso por los diferentes calentadores (°C).
- tdes : Temperatura en el desaireador (°C).

6.2 Procedimiento de evaluación de costes de arranque

6.2.1 Medidas primarias

6.2.1.1 Variables medidas directamente en el ensayo

Las siguientes variables se recogerán partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el *Anexo A.IV.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón*.

Todas las variables que se detallan a continuación se registrarán con las condiciones de equivalentes a variables primarias de clase 2:

- T : Tiempo de duración de la prueba. Deberá registrarse por separado el tiempo de cada etapa de arranque: t1, t2, t3, t4.
- Q1 : Consumo de gas-oil -en cada una de las etapas- (kg).
- Q2 : Consumo de fuel-oil -en cada una de las etapas- (kg).
- Q3 : Consumo de carbón -en cada una de las etapas- (kg).
- Esa : Energía eléctrica tomada del exterior -en cada una de las etapas- (kWh).
- EE : Energía eléctrica vertida a la red -en cada una de las etapas- (kWh).
- Qa : Consumo de agua desmineralizada (m3).

6.2.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances o similar...

- Pa : Precio del m³ de agua desmineralizada (€/m³).
- PCI1 : Poder Calorífico Inferior del gas oil (kJ/kg).
- PCI2 : Poder Calorífico Inferior del fuel oil (kJ/kg).
- PCI3 : Poder Calorífico Inferior del carbón (kJ/kg).

6.2.2 Medidas secundarias

Se verificarán los parámetros fundamentales de funcionamiento de la instalación que se consideren necesarios a fin de verificar que ésta no está funcionando de modo anormal.

ANEXO A

Cálculo de la presión en el condensador en función de temperatura del agua de circulación

La obtención de la contrapresión de escape para temperaturas diferentes a la temperatura de agua de circulación registrada en el ensayo (temperatura de agua de circulación en condiciones de referencia) se realizará siguiendo el siguiente proceso, que se divide en dos partes:

- Cálculo del factor de limpieza del condensador
- Cálculo de la contrapresión de escape

El proceso de cálculo expuesto ha sido realizado basado en el HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

CÁLCULO DEL FACTOR DE LIMPIEZA DEL CONDENSADOR

Para el cálculo de la velocidad en los tubos se partirá de la determinación de la velocidad por los tubos del condensador:

$$V_w = \frac{Q_{COND}}{A_T \cdot 3600 \cdot 62,4 \cdot S_G \cdot C_p \cdot TR} \quad (1)$$

Donde:

- V_w : Velocidad del agua de circulación por los tubos (ft/s).
- Q_{COND} : Calor evacuado al condensador (Btu/h).
- A_T : Área interior de paso del agua por los tubos los tubos (ft²).

- S_G : Densidad específica del agua de circulación a su paso por el condensador (-).
- C_P : Calor específico del agua de circulación (Btu/lb °F).
- TR : Incremento de temperatura del agua de circulación entrada/salida del condensador (°F).

El valor del área interior de paso del agua por los tubos se obtendrá a partir de los planos del condensador teniendo en cuenta el número de tubos y el espesor de los mismos. A efectos de este cálculo se considerará el total de tubos, ya que el efecto de tubos taponados se repercutirá en el factor de limpieza.

El valor de TR se determinará con:

$$TR = T_2 - T_1 \quad (2)$$

Donde T_2 y T_1 son respectivamente las temperaturas de salida y entrada de agua de circulación al condensador, expresadas en °F.

Los valores de S_G y C_P se obtendrán de tablas de propiedades termodinámicas. Se deberá tener en cuenta el grado de salinidad del agua.

El valor de Q_{COND} se calculará con la siguiente expresión:

$$Q_{COND} = (CCPC - CCOF - Q_{CICLO} - Q_{VRF} - Q_{CALD}) \cdot 0,9478 - 31412,14 \cdot (WB + L_{prue}) \quad (3)$$

A continuación se obtendrá la diferencia logarítmica media:

$$LMTD = \frac{TR}{\ln\left(\frac{ITD}{TTD}\right)} \quad (4)$$

Con

$$ITD = T_s - T_1$$

$$TTD = T_s - T_2$$

Donde:

$LMTD$: Diferencia de temperatura logarítmica media (°F).

ITD : Diferencia inicial de temperaturas (°F).

TTD : Diferencia final de temperaturas (°F).

T_s : Temperatura en el condensador por el lado vapor durante el ensayo, que se obtendrá a partir de la presión registrada en el condensador durante el ensayo (°F).

Por otro lado se calcularán los siguientes parámetros del condensador:

U₁ : Coeficiente de transferencia de calor no corregido, Btu/h ft² °F. Este valor se obtendrá con la velocidad del agua de circulación por los tubos VW y el diámetro de los tubos a partir de la figura 1 del capítulo 4 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

FW : Factor de corrección por temperatura de entrada del agua, (-). Este valor se obtendrá con la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador a partir de la figura 2 del capítulo 4 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

FM : Factor de corrección por material y galga de los tubos. Este factor se obtendrá a partir del material y la galga de los tubos a partir de la tabla 3 del documento HEI Standards for Steam Surface Condensers 10TH Edition.

Finalmente se obtendrá el factor de limpieza del condensador F_C con la siguiente expresión:

$$F_C = \frac{Q_{COND}}{U_1 \cdot F_W \cdot A_S \cdot F_M \cdot LMTD} \quad (5)$$

Donde A_S representa la superficie de intercambio del condensador (ft²).

Por otro lado el caudal de agua de circulación se calculará de la siguiente manera:

$$\dot{m}_{AC} = 3600 \cdot A_T \cdot 62,4 \cdot S_G \cdot V_W \quad (6)$$

Donde:

\dot{m}_{AC} = Caudal de agua de circulación (lb/h).

Cálculo de la contrapresión de escape

El cálculo de la contrapresión consiste en un proceso iterativo que tiene en cuenta la variación del calor a evacuar por el efecto de cambio de contrapresión en la turbina y la ecuación de transmisión de calor del condensador. Este proceso parte de un valor inicial supuesto de presión en el condensador en las condiciones de referencia P_{COND}*, a partir del cual se irá iterando hasta que el proceso converja. A partir de este valor

supuesto se realizará el siguiente proceso (Las variables de la iteración se denotarán con el superíndice '*'):

- Cálculo del calor cedido al condensador
- Cálculo del calor evacuado por el condensador

Cálculo del calor cedido al condensador

A partir de la presión en el condensador supuesta P_{COND}^{**} se determinará el calor cedido al condensador mediante la siguiente expresión:

$$Q_{CCOND}^{**} = (WB^{**} \cdot CCC^{**} + CCOF^{**} - Q_{CICLO}^{**} - Q_{CALD}^{**} - Q_{VRF}^{**}) \cdot 0,9478 - 31412,14 \cdot (WB^{**} + L'_{ref}) \quad (7)$$

Donde:

$Q^{**}CCOND$: Calor cedido al condensador para la presión de condensador supuesta P_{COND}^{**} en Btu/h

WB^{**} : Potencia en bornas del alternador para la presión del condensador - supuesta P_{COND}^{**} - (kW). Este valor se obtendrá aplicando los factores de corrección de potencia, (si el factor de FC4 se calculase por presión de escape estará calculado en base a P_{COND}^{**}) recogidos en el capítulo 4.2.

CCC^{**} : CCC para la presión del condensador supuesta P_{COND}^{**} en kJ/kWh. Este valor se obtendrá aplicando los factores de corrección de CCC (el factor de corrección de CCC FC4 se calculase por presión de escape estará calculado en base a P_{COND}^{**}) recogidos en el capítulo 4.2.

L'_{ref} : Pérdidas en el transformador y alternador para la potencia WB^{**} en (kW).

Cálculo del calor evacuado por el condensador

A partir de la presión supuesta en el condensador P_{COND}^{**} y de la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador de referencia T_1^* se obtendrán los siguientes valores:

$$T_2^{**} = T_1^* + \frac{Q_{CCOND}^{**}}{\dot{m}_{AC} \cdot C_p}$$

$$ITD^{**} = T_s^{**} - T_1^*$$

$$TTD^{**} = T_s^{**} - T_2^{**}$$

$$LMTD^{**} = \frac{T_2^{**} - T_1^*}{\ln\left(\frac{ITD^{**}}{TTD^{**}}\right)}$$

A partir de estos valores se obtendrá el calor evacuado por el condensador:

$$Q_{ECOND}^{*} = U_1 \cdot F_W^{*} \cdot A_S \cdot F_M \cdot F_C \cdot LMTD^{*} \quad (8)$$

Siendo Q_{ECOND}^{*} el calor evacuado por el condensador en Btu/h.

Los únicos parámetros que definen el intercambio térmico en el condensador que han cambiado respecto a la prueba son F_W^{*} , que se debe recalcular para la temperatura de agua de circulación de entrada al condensador de referencia y el $LMTD^{*}$ en función de las temperaturas de referencia y de la temperatura de saturación calculada a partir de P_{COND}^{*} .

Finalmente obtenidos Q_{ECOND}^{*} y Q_{CCOND}^{*} se compararán. En caso de no ser iguales se supondrá otra P_{COND}^{*} y se repetirá el proceso hasta que Q_{ECOND}^{*} y Q_{CCOND}^{*} sean iguales.

ANEXO A.IV.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de carbón

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Responsabilidad de las partes.
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - 2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas.
 - 2.3 Intercambio de información y responsabilidades.
 - 2.4 Comité de ensayos.
 3. Códigos y normas de aplicación.
 4. Definición y desglose de los costes de arranque.
 - 4.1 Desglose de coste de arranque.
 5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
 6. Condiciones generales de realización de los ensayos.
 - 6.1 Estado de la instalación.
 - 6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque.
 - 6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico.
 - 6.4 Cálculos.
 7. Documentación general de los ensayos.
 - 7.1 Recolección de muestras.
 - 7.2 Formatos de incidencias.
 - 7.3 Acta de los resultados de la prueba.
 8. Aislamiento del grupo.
 - 8.1 Aislamiento eléctrico.
 - 8.2 Interconexiones mecánicas.
 - 8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.
-
1. Objeto

El objeto del presente documento es establecer el procedimiento general para la realización de los ensayos necesarios conducentes a determinar los parámetros técnicos (a, b, c, a', b' y cc_{rc}) que intervienen en el cálculo de los costes variables de las Centrales Térmicas de Carbón de los SEIE.

Con anterioridad a la realización de las pruebas, se adaptarán los protocolos de ensayo generales a cada central. Esta adaptación específica para cada unidad objeto de las pruebas (procedimiento particularizado), se confeccionará por la empresa propietaria de la instalación y será revisada y aprobada por el Operador del Sistema. Las discrepancias que pudieran surgir se resolverán en el Comité de Ensayos, definido en este procedimiento. Sólo en casos puntuales y debidamente justificados la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ejercer el arbitraje pertinente, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía.

2. Responsabilidad de las partes

2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria

La empresa propietaria deberá encargarse de:

- La aplicación de los procedimientos generales a cada instalación concreta, incluyendo el estudio, identificación y actuación ante las particularidades que pueda presentar cada grupo.
- El reparto justificado de consumos auxiliares y no continuos compartidos por más de un grupo.
- La realización de las pruebas y operar la planta, incluyendo el personal para la realización de las pruebas y recogida de datos.
- La instrumentación y sistema de adquisición de datos para el registro de valores de las pruebas.
- El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.
- La redacción y el envío de la documentación indicada en las secciones 5 y 7.

La empresa propietaria deberá además facilitar las tareas de supervisión durante las pruebas y aportar y justificar la información técnica que se le solicite relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.

2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realizan con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del Operador del Sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el Operador del Sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

- La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.
- La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.
- La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.
- La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.

2.3 Intercambio de información y responsabilidades

En cuanto al intercambio de información entre los sujetos involucrados en los ensayos de rendimiento y coste de arranque y sus responsabilidades asociadas se atenderá a los siguientes puntos:

1. La empresa propietaria enviará con una antelación de siete meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al Operador del Sistema.

2. El Operador del Sistema dispondrá de quince días a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada.
 3. La empresa propietaria y el Operador del Sistema dispondrá de un plazo de una semana para consensuar, a través del Comité de Ensayos, el cierre de los comentarios realizados y llegar a acuerdos sobre las posibles discrepancias surgidas en la adaptación de los procedimientos.
 4. En los casos puntuales de discrepancias no resueltas en el seno del Comité de Ensayos, sin cuya resolución no es posible llevar a cabo los ensayos, el Comité de Ensayos podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que ejerza el pertinente arbitraje, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Para ello, se remitirá un informe justificativo de dichas discrepancias no resueltas. Durante este proceso, se podrá convocar a los miembros del Comité de Ensayos para recabar cuantas aclaraciones se estimen oportunas.
 5. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas sobre el grupo a ensayar teniendo en cuenta los posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, en base al procedimiento particularizado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del Operador del Sistema.
 6. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al Operador del Sistema en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo.
 7. El Operador del Sistema remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince (15) días a partir de su recepción.
 8. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el Operador del Sistema, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al Operador del Sistema. Este acta llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes. Asimismo se incluirá un informe justificativo argumentando las discrepancias y, en su caso, los comentarios realizados por el Operador del Sistema.
 9. El Operador del Sistema elaborará un informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas que remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria en el plazo de una semana desde la recepción del acta final de las pruebas. El informe de supervisión deberá contener al menos:
 - Acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso que proceda).
 - Cálculo de contraste, siendo éste un cálculo paralelo del rendimiento de cada grupo ensayado para comprobar los resultados finales.
 - Argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).
 - Conclusiones.
- 2.4 Comité de ensayos

A fin de coordinar y gestionar el intercambio de información entre las partes en las diferentes etapas del proceso descrito, así como llegar a acuerdos en las posibles discrepancias y comentarios que pudieran surgir, se constituirá el Comité de Ensayos.

El Comité de Ensayos estará formado por un responsable de cada una de las partes (empresa propietaria y Operador del Sistema), pudiendo contar con sus equipos de asesores técnicos cuando sea necesario. Dichos responsables serán los encargados de:

- Gestionar el intercambio de documentación e información y distribuirla entre sus respectivas partes.
- Resolver las posibles discrepancias en la adaptación de los procedimientos a cada central.
- Gestionar la agenda de reuniones necesarias para la resolución de comentarios, discrepancias, aclaraciones...
- Firma de las actas de las pruebas.
- Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía.
- Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía las fechas de realización de las pruebas con una antelación mínima de un mes.

El Comité de Ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento particularizado) siendo responsabilidad de la empresa propietaria iniciar el contacto con el Operador del Sistema.

3. Códigos y normas de aplicación

El presente protocolo constituye la norma general de aplicación para la realización de ensayos y ulterior tratamiento de resultados, y ha sido preparado teniendo en cuenta lo señalado en los siguientes códigos:

- MINISTERIO DE INDUSTRIA Procedimiento de Ensayos de Consumos Específicos y Costes de Arranque en Centrales Térmicas de Carbón (1987).
- ANSI/ASME PTC 4 Steam Generating Units.
- ANSI/ASME PTC 6.1 Interim Test Code for an Alternative Procedure for Testing Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 6 Performance Test Code on Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 23 Atmospheric Water Cooling Equipment.
- ANSI/ASME PTC 19 Instruments and Apparatus.
- ANSI/ASME PTC 46 Performance Test Code on Overall Plant Performance.

Estos códigos, junto con los que se detallan a continuación, serán utilizados como bibliografía de consulta para resolver dudas de aplicación que pudiesen surgir en la realización de los ensayos:

- ANSI/ASME PTC 1 General Instructions.
- ANSI/ASME PTC 2 Definitions and Values.
- ANSI/ASME PTC 3.2 Coal and Coke.
- ANSI/ASME PTC 4.2 Coal Pulverizers.

- ANSI/ASME PTC 4.3 Air Heaters.
- ANSI/ASME PTC 6A Apendix A to Test Code for Steam turbines.
- ANSI/ASME PTC 65 Procedures for Routine Performance Test of Steam Turbines.
- ANSI/ASME PTC 12.1 Closed Feedwater Heaters.
- ANSI/ASME PTC 12.2 Steam Surface Condensers.
- ANSI/ASME PTC 12.3 Deareators.
- ANSI/ASME PTC 19.1 Test Uncertainty.
- ANSI/ASME PTC 19.2 Pressure Measurement
- ANSI/ASME PTC 19.3 Temperature Measurement
- ANSI/ASME PTC 19.5 Flow Measurement
- ANSI/ASME PTC 19.6 Electrical Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.7 Measurement of Shaft Power.
- ANSI/ASME PTC 19.8 Measurement of Indicated Power.
- ANSI/ASME PTC 19.10 Flue and Exhaust Gas Analyses.
- ANSI/ASME PTC 19.11 Steam and Water Sampling. Conditioning and Analysis in the Power Cycle.
- ANSI/ASME PTC 19.12 Measurement of Time.
- ANSI/ASME PTC 19.13 Measurement of Rotary Speed.
- ANSI/ASME PTC 19.14 Linear Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.16 Density Determinations of Solids and Liquids.
- ANSI/ASME PTC 20.3 Pressure Control Systems Used on Steam Turbine Generator Units.
- ANSI/ASME PTC 39.1 Condensate Removal Devices for Steam Systems.

4. Definición y desglose de los costes de arranque

Se consideran los estados básicos en los que se puede encontrar un grupo térmico durante el funcionamiento, cuya definición es la siguiente:

- Carga Mínima.

Se entiende por Carga Mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política Energética y Minas y utilizado por el grupo a prueba para su inclusión en el despacho de generación. Este valor será recogido en los procedimientos particularizados adaptados para cada planta.

- Estado de Marcha.

Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es igual o superior a la carga mínima.

- Estado de Paro.
Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a Carga Mínima del grupo.
- Estado de Reserva Caliente.
Se define este estado como aquella situación en que un grupo desacoplado de la red mantiene las condiciones térmicas del ciclo agua-vapor (temperatura mínima de metal de la turbina de vapor) mediante el aporte del calor necesario, con el fin de minimizar su tiempo de arranque.
- Estado de Embotellamiento.
Se define este estado como la condición que adopta un grupo, tanto en lado vapor como en el lado gases, para minimizar las pérdidas térmicas después de una parada del mismo. La posibilidad de embotellamiento total (agua-vapor y gases) o parcial (agua-vapor) será verificada previamente a la realización de las pruebas para cada unidad.
- Arranque.
Se define como “arranque” de un grupo térmico al proceso de pasar de un estado de marcha en condiciones de Carga Mínima, a otro también de Carga Mínima, pasando por el estado de paro y desacople de la red.

El arranque del grupo térmico comprende las dos secuencias de operación siguientes:

- Proceso de Parada.
Comprenderá la parte del arranque entre el estado inicial de Carga Mínima, la bajada de carga, parada y desacople de la red y el comienzo de la primera maniobra para volver a poner en carga el grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.
- Proceso de Puesta en Carga.
Comprenderá la parte del arranque desde el final del proceso de parada con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la Carga Mínima del grupo.

En relación con los procesos anteriores se definen los tiempos y costes siguientes:

- Tiempo de Arranque.
Se define como la duración en horas de un proceso de arranque completo; suma de los tiempos de Parada y de Puesta en Carga.
- Tiempo de Parada.
Se define como el tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a Carga Mínima y se inició un Proceso de Arranque hasta que se ordena comenzar un Proceso de Puesta en Carga.
- Tiempo de Puesta en Carga.
Se define como el tiempo transcurrido desde que se da la orden de comenzar un proceso de Puesta en Carga hasta que se alcanza la Carga Mínima.

- Coste de Arranque.

Se define como coste de un arranque la suma de todos los costes producidos en este proceso.

Se considera la Carga Mínima como carga de referencia para las situaciones inicial y final del proceso de arranque, tal y como ya ha sido definido.

- Coste de Puesta en Carga.

Se define como coste de puesta en carga el incurrido durante dicho proceso

- Coste horario de Mantenimiento en Reserva Caliente.

Se define como el coste necesario para mantener un grupo en reserva caliente durante una hora.

4.1 Desglose de coste de arranque

La situación de arranque de un grupo termoeléctrico significa a efectos de coste las siguientes etapas diferenciadas:

Etapas 1: Corresponde a la situación de bajada de carga del grupo desde Carga Mínima hasta el desacople de la unidad.

Etapas 2: Corresponde al periodo comprendido entre desacople de la unidad y el inicio de la etapa siguiente.

Etapas 3: Incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad.

Etapas 4: Corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la Carga Mínima.

En cada una de las etapas reseñadas, que definen la situación de un arranque normal, se producen los siguientes costes diferenciados a analizar en los presentes procedimientos:

Etapas 1: En esta etapa los costes se refieren a dos tipos de energía:

La primera corresponde al consumo de combustible, desde el inicio de bajada de carga a partir de la Carga Mínima hasta el desacoplamiento de la unidad.

La segunda se refiere a la diferencia entre la energía eléctrica vertida a la red y la consumida en servicios auxiliares tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del Consumo Específico Neto a Carga Mínima.

Etapas 2: El coste se integra por los dos tipos de energía siguientes:

Energía calorífica suministrada por el combustible durante la Etapa.

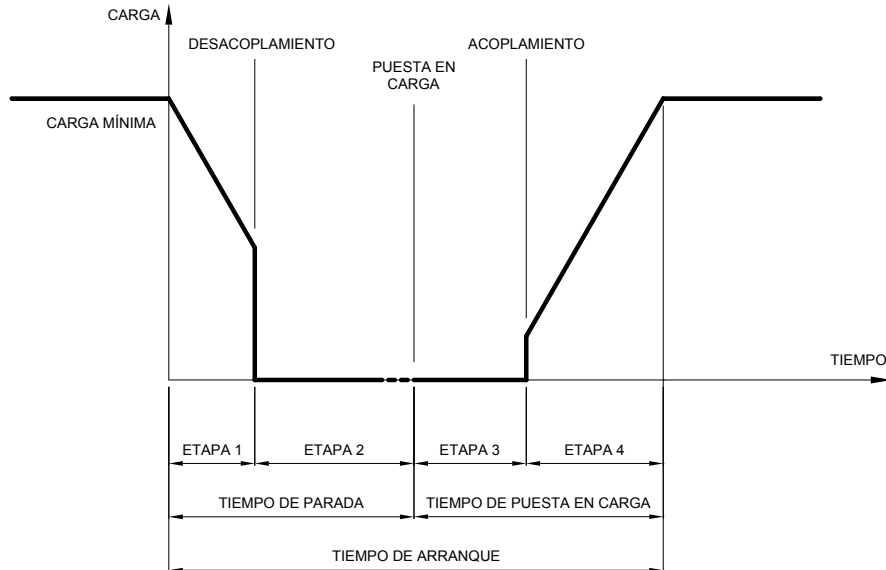
Energía eléctrica suministrada por el exterior y valorada en su equivalente calorífico al Consumo Específico Neto a la Carga Mínima.

Etapas 3: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 2.

Etapas 4: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 1.

La evaluación de los parámetros que se han definido anteriormente, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque vienen establecidos en el Anexo

A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al Operador del Sistema las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este documento. Con el envío al Operador del Sistema de los procedimientos particularizados se incluirá al menos:

- Objeto, identificación y breve descripción de la instalación sometida a pruebas.
- Declaración de cargas mínima y máxima del grupo y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos los puntos de medición y toma de muestras. Listado clasificado de medidas y posibles medidas adicionales necesarias.
- Particularizaciones (en los casos que proceda por configuración singular de la central) de la formulación del procedimiento general para la instalación particular. Deberá respetarse la nomenclatura del procedimiento general.
- Verificación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y hojas de datos de los instrumentos para tomar medidas primarias.
- Documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos de calibración recogidos en la sección 4 del Anexo A.IV.3: *Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón*.
- Lista de válvulas para aislamiento efectivo de la instalación. Posición de las válvulas en los sistemas principales durante la prueba. Posición de los interruptores en el diagrama unifilar durante la prueba.

- Criterios de reparto y factor de utilización a efectos de cálculo de consumo específico de auxiliares y servicios comunes.
- Resumen de la secuencia de parada y arranque para los ensayos de arranque programados.
- Información técnica relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.
- Valores finales justificados con registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran (niveles de purga, exceso de aire de caldera).

Adicionalmente a lo anterior, se remitirá anexada la documentación siguiente:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación "as built") siguientes:
 - Vapor principal y recalentado.
 - Condensado y agua de alimentación.
 - Purgas de caldera y turbina.
 - Vapor auxiliar.
 - Agua desmineralizada.
 - Agua de circulación.
 - Aire-gases caldera.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilar.
 - Vapor de sellos de turbina.
- b) Balances térmicos del grupo (o en su defecto de ciclo de turbina) a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100% de carga).
- c) Curvas suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico y potencia generada en turbina debido a todos los efectos.
- d) Registro de consumos específicos históricos del grupo a diferentes cargas para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de la pruebas.
- e) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.
- f) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera.
- g) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. Serie histórica de datos día a día de temperatura seca media, mínima y máxima, humedad relativa media, mínima y máxima y velocidad del viento media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.
- h) En los casos de circuito de refrigeración abierto, serie histórica de la temperatura del medio en el punto de captación con datos diarios de temperatura media, mínima y máxima.

- i) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador.
- j) Exceso de oxígeno (o de aire) con el que habitualmente operan a distintas cargas, indicando si llevan o no apoyo de combustible (fuel y/o gasóleo) para estabilización de la llama.
- k) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervengan en las pruebas
- l) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores principal y de auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.
- m) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo.
- n) Manuales de operación y secuencias de arranque.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.
- c) Hojas de datos de mantenimiento de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- e) Otros datos explícitamente solicitados en este documento.

Adicionalmente el Comité de Ensayos discutirá, en función de las medidas de contraste secundarias, la necesidad de planos de dimensiones específicos de:

- Tanque de almacenamiento de agua del desaireador, y de agua desmineralizada.
- Tanque de reserva de condensado.
- Tanque de goteo o similar.
- Tanque de recogida de retornos de combustible.
- En su caso, tanques de almacenamiento de combustible.
- Croquis de dimensiones de los conductos de humos a la salida de los precalentadores regenerativos de aire, con indicación de las conexiones existentes para toma de muestras de gases e instalación de termopares.
- Croquis de dimensiones de los conductos de aire a la entrada de los precalentadores regenerativos de aire, con indicación de las conexiones disponibles existentes.
- Superficie de paredes externas de caldera con indicación de su situación (intemperie o cubierta).

Si alguna de la documentación citada en este apartado se considerase necesaria y no estuviera disponible, deberá ponerse en conocimiento del Comité de Ensayos para buscar procedimientos alternativos que compensen su falta.

6. Condiciones generales de realización de los ensayos

Para la realización de las pruebas se verificará mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el Operador del Sistema considere necesarias para el cumplimiento de este procedimiento, que la instalación opera en condiciones adecuadas de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y coste de arranque.

6.1 Estado de la instalación

La instalación sometida a pruebas deberá encontrarse en condiciones de conservación adecuadas para la operación, lo cual incluirá comprobar el cumplimiento con el programa de mantenimiento definido para la instalación.

Si de las pruebas se derivan valores de los parámetros de consumo específico y costes de arranque que superen a los históricos en más de un 10% el Operador del Sistema, como supervisor de las pruebas, podrá solicitar justificación por ello, reflejándose en el acta de la prueba.

Los elementos a verificar y la metodología a seguir se especifican en los diferentes apartados de este capítulo.

6.1.1 Estado del condensador

El estado de limpieza del condensador se verificará mediante las siguientes comprobaciones:

- Verificación de que la presión por el lado vapor en el condensador y las temperaturas de entrada y salida del condensador del agua de circulación están dentro de los valores normales de operación del condensador.
- Comprobación, mediante inspección del mapa de tubos taponados, de que el número de tubos taponados está por debajo del valor garantizado para rendimiento en el punto de diseño del condensador.
- Registro, en los diarios de mantenimiento, de la última operación de inspección y limpieza manual de las cajas de agua y de los tubos en la última parada general de la planta.
- Comprobación, mediante la comparación con las curvas del fabricante, de la pérdida de carga a través de los tubos del condensador. Un elevado valor de pérdida de carga puede indicar un número excesivo número de tubos taponados.
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de limpieza de tubos del condensador (si existe).

6.1.2 Estado de la caldera

El estado de las superficies de intercambio y equipos de la caldera se verificará mediante, al menos, los siguientes puntos:

- Verificación de que las temperaturas de salida por el lado gases y las temperaturas del vapor están dentro de las condiciones normales de operación.
- Registro en los diarios de mantenimiento de la última operación de inspección y limpieza de los tubos de caldera.
- Verificación del correcto funcionamiento del sistema de soplado de hollín de los tubos de caldera.
- Comparación, en su caso, de los consumos eléctricos de los equipos de impulsión de aire-gases con los del histórico o valores normales de operación o, en su caso, los de garantía.

6.1.3 Estado de los calentadores de agua de alimentación

Para comprobar que el estado de limpieza de los calentadores de agua de alimentación es adecuado se verificará que la presión por el lado vapor en el calentador y las temperaturas de entrada y salida del calentador del agua de alimentación están dentro de los valores normales de operación del equipo, respecto a lo recogido en los balances.

6.1.4 Estado del resto de equipos principales

Por su repercusión en los resultados se verificará el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante de, al menos, los siguientes equipos:

- Bombas de agua de circulación.
- Bombas de agua de alimentación.
- Bombas de condensado.
- Bombas de vacío del condensador o eyectores.
- Molinos de carbón y cintas transportadoras.

6.2 Condiciones de realización de los ensayos de determinación de costes de arranque

Se realizarán al menos dos (2) ensayos de arranque para cada tiempo de arranque, (8, 16 y 60 horas). Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular. La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

Los ensayos de arranque con estado de reserva caliente serán un mínimo de dos (2), con un tiempo de ensayo de ocho (8) horas.

El proceso de arranque deberá realizarse según la secuencia habitual que lleve a cabo la instalación, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación de la central.

Los ensayos de arranque se realizarán con el mantenimiento del grupo en estado de embotellamiento del ciclo agua-vapor para minimizar las pérdidas de calor después de la parada, como es práctica habitual en estas centrales. La posibilidad de realización de embotellado, tanto del lado vapor como del lado aire-gases, será establecida con anterioridad a la realización de las pruebas por el Comité de Ensayos.

La posibilidad de mantenimiento de la reserva en caliente será establecida para cada grupo con anterioridad a la realización de las pruebas por el Comité de Ensayos.

Durante la parada en reserva caliente, cuando ésta fuera factible, las condiciones térmicas del grupo serán controladas cada 5 minutos con la instrumentación de la planta, a fin de verificar que las condiciones térmicas del embotellado son mantenidas.

6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico

Los ensayos de consumo específico tienen como objeto determinar el consumo específico neto de cada grupo en las condiciones en que se realice el ensayo, así como la corrección de este consumo específico a unas condiciones de referencia previamente definidas. Estas condiciones de referencia serán las condiciones medias del emplazamiento y se determinarán a partir del tratamiento estadístico de los registros históricos y de los datos recogidos en los distintos grupos objeto de las pruebas.

Las condiciones para la realización de los ensayos se detallan a continuación:

- Los ensayos de consumo específico se realizarán a tres cargas operacionales del grupo, sin combustible de apoyo: 100%, Carga Intermedia y Carga Mínima. La Carga Intermedia se establecerá en torno al 75% de la Carga Máxima. Se realizarán al menos dos (2) ensayos de consumo específico a cada carga especificada. Además, para aquellos grupos que lo requieran por particularidades de la operación habitual, se realizarán ensayos de consumo específico con combustible auxiliar (fuel) en el rango de funcionamiento de este combustible siguiendo el *Anexo A.II.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de fuel*.

- La empresa propietaria debe aportar los datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán coincidir con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de Energía. La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia de la sala de control. Durante la prueba se comprobará que la oscilación de la potencia respecto de la media es inferior al 1%. En casos excepcionales podrá permitirse una oscilación hasta del 5%.
- No se podrá realizar consecutivamente dos ensayos a la misma carga
- Las potencias de los ensayos no podrán diferir de la carga especificada para la prueba más de un 5%
- Las condiciones de realización del ensayo serán tan próximas como sea posible a las de referencia (condiciones medias del emplazamiento), para reducir al mínimo los factores de corrección. En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección. El combustible utilizado durante los ensayos será el que se establezca por medio de Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se realizarán las pruebas de rendimiento. Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones del foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.
- Los ensayos deberán realizarse con una generación de potencia reactiva estable. El factor de potencia será el valor medio registrado en el último año de operación y lo fijará el Operador del Sistema. En caso de que fuese imposible fijar este factor, las pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua. El factor de potencia de dos ensayos a la misma carga no podrá variar más de un 5%.
- Los parámetros de operación de los grupos sometidos a pruebas deberán ajustarse, durante los ensayos, a las condiciones de operación normales (recogidas en los balances, registros históricos, hojas de funcionamiento, etc.) en lo relativo a exceso de aire empleado, molinos en operación, caudal de agua de circulación, niveles de purga para mantenimiento de la calidad de agua en el ciclo, caudal de aporte, alineamiento de válvulas, etc. Las posibles excepciones serán debidamente identificadas, justificadas e incluidas en los procedimientos particularizados. Tampoco se realizarán soplados durante la realización de las pruebas.
- Las series de datos de las variables recogidas en cada ensayo deberán estar dentro de los rangos de fluctuaciones indicados en la siguiente tabla.

Parámetro	Variación pico-valle	Variación respecto a la media
Flujo de Agua de alimentación	6%	± 3%
Presión en Vapor Principal		
>35 bara	4%	± 3%
<35 bara	1,4 bar	± 1 bar
Flujo de Vapor	4%	± 3%
%Volumen O ₂ salida precalentadores	0,4 puntos de O ₂	± 0,2 puntos de O ₂

Parámetro	Variación pico-valle	Variación respecto a la media
Temperatura del vapor	11°C	± 5,5 °C
Flujo de combustible	10%	N/A
Temperatura de agua de alimentación	11 °C	± 5,5 °C
Potencia de salida	1,8%	± 1% excepcionalmente ± 5%

- La posición de las válvulas de control de turbina del grupo será la que resulte necesaria para el control de carga para mantener la potencia seleccionada. En cada ensayo se tomará nota de dicha posición, quedando prohibido ajustar la posición de las válvulas, de manera que cada ensayo se realizará en puntos de carga y no en puntos de apertura de válvulas. En caso de que la Carga Mínima coincidiera con un punto de apertura de válvula, el ensayo se realizará a una carga un 5% mayor.
- Aquellos grupos diseñados para funcionar en presión deslizante y que habitualmente operan de este modo, mantendrán dicha forma de operación para los ensayos. La misma filosofía se aplicará a grupos con funcionamiento híbrido.
- Al comienzo, durante la realización y al final de cada ensayo se registrará la calidad del agua de caldera. El total de sílice no podrá registrar incrementos sostenidos a lo largo del ensayo; sino sólo los erráticos propios de la medida. El nivel de purga del calderín será el normal de explotación teniendo en cuenta los registros históricos y las hojas de datos de funcionamiento de la caldera.
- No se soplará la caldera durante los ensayos. En casos debidamente justificados, al comienzo de cada ensayo, se procederá a realizar un ciclo de soplado anotándose los caudales de vapor de soplado, cuando éste sea el agente de soplado, o midiendo las potencias eléctricas consumidas en este servicio, cuando el agente de soplado sea aire o agua. A los servicios auxiliares que requieran vapor en las condiciones operacionales se les suministrará vapor durante las pruebas.
- Se comprobará que la posición de las válvulas de aislamiento sea la adecuada para una correcta explotación de la instalación y, en todo caso deberán estar de acuerdo con las instrucciones del fabricante de los equipos y las normas y recomendaciones que sean de aplicación. Ninguna válvula de drenajes de emergencia de los calentadores estará abierta ni se abrirá durante el ensayo. En caso de que en alguna de ellas existiera fuga se deberá aislar con la válvula manual de aislamiento, tomando las precauciones de seguridad que esta acción requiera (principalmente vigilancia del nivel de condensado en el calentador).
- El grupo deberá aislarse de otros que hubiera en la misma central.
- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diesel de emergencia, caldera auxiliar o cualquier otro equipo ajeno a la operación normal en carga del grupo.
- A fin de fijar el exceso de oxígeno (o de aire) de operación de caldera, la propiedad situará el valor en aquel que estime conveniente antes del comienzo de la prueba, no modificándolo durante la realización del ensayo. El exceso de aire estará dentro de los valores normales de operación de acuerdo con las hojas de datos de funcionamiento de caldera y los registros históricos.

- Antes del comienzo de cada prueba se realizará un vaciado de aquellos elementos en los que el procedimiento específico determine que se van a extraer las muestras representativas de cenizas y escorias.
- El número de molinos en operación no será modificado durante la realización de cada ensayo.
- Cada ensayo tendrá una duración mínima de dos (2) horas, siendo rechazables aquellos en que la duración sea menor por motivos imprevistos.
- La frecuencia de lecturas para variables primarias y secundarias será de 1 minuto para las recogidas mediante el sistema de control. Cuando sea necesario tomar medidas manuales se establece una frecuencia de toma de datos de 5 minutos para variables primarias de clase 1 (excepto el caudal de agua de alimentación que será de 3 minutos) y de 10 minutos para las variables primarias de clase 2 y variables secundarias. El registro de las medidas de niveles de tanques y de energía activa y reactiva sólo será necesario realizarlo al principio y al final del ensayo.
- Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el *Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón.*
- Aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas, de acuerdo a la tabla anterior, de los parámetros operacionales serán rechazadas. Con el fin de limitar estos rechazos al mínimo se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo a un ensayo.
- El periodo de estabilización concluye cuando se alcanza la estabilidad, según se indica en la tabla de variación respecto a la media, de los parámetros de funcionamiento, y dicha estabilidad se mantiene durante una (1) hora. Para este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.

6.4 Cálculos

La evaluación de los parámetros objeto de este procedimiento de prueba, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque se han desarrollado en el *Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón.*

7. Documentación general de los ensayos

De toda la documentación generada en la recogida de datos durante el ensayo, sea en formato electrónico o sobre papel, se harán dos copias que llevarán su respectiva identificación. Una de ellas será entregada al supervisor de las pruebas y la otra al Titular de la instalación. Cada una de estas partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de carbón, escorias y cenizas. Esta recogida se realizará de acuerdo con el procedimiento establecido.

Una vez realizado el acopio de las muestras, se seleccionarán tres muestras de cada componente muestreado y se introducirán en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el Operador del Sistema, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

7.2 Formatos de incidencias

cualquier incidencia durante la realización de los ensayos o de su posterior tratamiento será recogida en los correspondientes formatos de incidencias.

7.3 Acta de los resultados de la prueba

El acta de resultados de la prueba incorporará el siguiente contenido:

- Resumen o Sumario de la Prueba, dando información general sobre la planta, objeto de la prueba, fecha y duración de ésta, resumen de los resultados principales y cualquier incidencia o desviación con respecto al procedimiento aprobado, que se haya acordado entre las partes en el momento de realizar los ensayos.
- Introducción, incluyendo información adicional de carácter general que no se haya incluido en el Sumario. Esta información general se referirá a:
 1. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.
 2. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.
 3. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
 4. Condiciones particulares que se hayan acordado entre las partes para la realización de la prueba, que por su extensión no se hayan recogido en el Sumario.
 5. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
 6. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.
- Cálculos y Resultados basados en el Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón, adaptado para cada central. Además se incluirá cualquier otro cálculo especial que haya sido necesario realizar para la obtención de los resultados. Este apartado deberá incluir también la comparación de repetibilidad de las series de ensayos que se llevan a cabo para cada prueba.
- Instrumentación de la prueba, incluyendo la siguiente información:
 1. Lista general de instrumentos usados, indicando tipo y modelo.
 2. Descripción de la localización de los instrumentos.
 3. Descripción de los medios usados para la toma de datos de medida en cada localización.
 4. Identificación de los instrumentos usados como referencia.
 5. Descripción general del sistema de adquisición de datos utilizado.
 6. Hojas de los resultados de la calibración de los instrumentos utilizados y certificados de calibración de los mismos.
- Conclusiones, con una discusión más detallada que pudieran presentar algunos resultados de los ensayos realizados, incluyendo también posibles cambios en el Procedimiento General de Prueba, entendido como lecciones aprendidas para otras pruebas posteriores en otras plantas.
- Formatos de incidencias y/o discrepancias.
- Anexos tales como hojas de datos de equipos principales, curvas o factores de corrección utilizados, copia de los registros de medidas, resultados de los análisis de combustible en laboratorio, etc.

8. Aislamiento del grupo

8.1 Aislamiento eléctrico

Con el fin de poder determinar los consumos eléctricos en auxiliares del grupo ensayado las alimentaciones a las barras de servicios eléctricos auxiliares se dispondrán de tal manera que siempre sea posible determinar, mediante los correspondientes contadores de energía, el consumo de cada grupo.

En caso de no poder realizarse lo anterior, se llevará a cabo un reparto ponderado por potencia generada entre los grupos que tengan servicios auxiliares comunes.

8.2 Interconexiones mecánicas

Aquellas interconexiones mecánicas existentes entre grupos para arranques serán identificadas. Los intercambios entre grupos durante los arranques serán cuantificados y cargados al grupo que se arranca.

Durante los ensayos de consumo específico no se permitirá la interconexión entre diversos grupos. Si existiesen dichas interconexiones y, por lo tanto, equipos comunes, se establecerá un procedimiento especial, tanto para su funcionamiento como para la asignación de la potencia eléctrica consumida en caso de que la hubiese.

Además de aquellas interconexiones que se señalen en cada caso particular, se pondrá especial cuidado en aislar los siguientes sistemas de cada grupo:

- Vapor auxiliar.
- Vacío del condensador, si estuviera interconectado.
- Recalentado frío y/o vapor de cierres si estuviera interconectado.
- Aire de servicios e instrumentos.
- Agua de servicios.
- Fuel y gasoil.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación

Durante cada ensayo se mantendrá aislada la aportación de fuel desde los tanques de almacenamiento al tanque diario o de retornos del grupo que se ensaya a los tanques de almacenamiento.

La aportación de agua al ciclo se mantendrá en operación durante todo el tiempo que dure cada ensayo. Sin embargo el tanque de reserva de condensado se aislará fehacientemente de la aportación de agua desmineralizada.

ANEXO A.IV.3

Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de carbón

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Procedimientos de medida.
 - 2.1 Clasificación de variables.
 - 2.2 Redundancia.
 - 2.3 Recogida de datos.
 - 2.4 Comprobación de la instrumentación.
 - 2.5 Requisitos básicos de instrumentación.
 3. Procedimiento para la toma de muestras.
 - 3.1 Toma de muestras de carbón.
 - 3.2 Toma de muestras en cenizas volantes.
 - 3.3 Toma de muestras de escorias.
 - 3.4 Toma de muestras de combustible auxiliar.
 - 3.5 Variables fundamentales de cálculo.
 4. Calibración de los instrumentos.
 - 4.1 Instrumentos exentos de calibración.
 - 4.2 Requisitos de calibración.
 - 4.3 Instrumentacion de calibración.
-
1. Objeto

El objeto de este documento es fijar el método utilizado para la toma de medidas, con el fin de obtener los datos necesarios para realizar los cálculos expuestos en el *Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón*.

Como criterio general con el fin de reducir costes y facilitar el proceso, siempre que la instrumentación de la planta objeto de las pruebas cumpla con los requisitos de precisión necesarios será ésta la empleada en la toma de medidas. Las condiciones que se requieren de la instrumentación están recogidas en la sección 2 de este documento. En caso de que la instrumentación de la planta no cumpla los requisitos adecuados, o no se disponga de alguna instrumentación, deberá preverse la instrumentación adicional e instalarse en los puntos necesarios previamente a la realización de los ensayos.

2. Procedimientos de medida

2.1 Clasificación de variables

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir diferentes especificaciones según pertenezca a cada uno de los siguientes grupos recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46:

- **Variables primarias:** Son variables empleadas en los cálculos. Se dividen en variables primarias de clase 1 y variables primarias de clase 2. Las variables primarias de clase 1 son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa mayor o igual de 0,2. Las variables primarias de clase 2 tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor de 0,2. El coeficiente de sensibilidad de una variable indica la variación del resultado del ensayo respecto a un incremento unitario de esa variable. La definición matemática del coeficiente de sensibilidad relativo se encuentra en ANSI/ANSI/ASME PTC 19.1.
- **Variables secundarias:** Se trata de variables que no intervienen en los cálculos y se procede a su medida sólo para verificar (en los casos que proceda) que se encuentran en un rango que no invalida las condiciones de realización de las pruebas. Para estas variables no se fijan requisitos especiales de sensibilidad, salvo que se especifique lo contrario. Sin embargo se requerirá verificación de la salida del instrumento previa a la prueba. Esta verificación podrá ser mediante calibración en planta. La calibración no será obligatoria si se dispone de instrumentación de contraste.

2.2 Redundancia

Se entiende por medidas redundantes aquellas que son equivalentes y disponen de la calidad suficiente, aunque los equipos de medida tengan diferente localización.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2. No se requiere instrumentación redundante en instrumentos medidores de flujo y de medida eléctrica.

La redundancia debe ser realizada preferentemente mediante instrumentos situados en la misma ubicación aceptándose otra diferente si la variable que se está evaluando es conservativa. Si existe instrumentación local en la ubicación, ésta podrá utilizarse para comprobar el correcto funcionamiento de los instrumentos utilizados.

No obstante, para variables primarias de clase 2, podrán hacerse excepciones, debidamente justificadas, por excesivo coste o dificultad técnica al requisito de redundancia para cada planta particular, que se deberán recoger en cada procedimiento particularizado.

2.3 Recogida de datos

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central. Sólo para variables en que no se disponga de ningún sistema automatizado de registro de datos se procederá a la toma de datos manual, siempre que se cumplan todos los requisitos necesarios de precisión redundancia y frecuencia de lecturas registradas. Los instrumentos locales también podrán ser utilizados para comprobar el correcto funcionamiento del sistema de recogida de datos del sistema de control.

Para la recogida de datos desde el Sistema de Control Distribuido (en caso de existir) se establecerán las frecuencias de recogida de valores especificadas y se eliminará la tolerancia de filtrado que hace al sistema de control ignorar el cambio en el valor de la lectura si la variación respecto al anterior registro es inferior a una cantidad. Esta cantidad deberá a ser nula o al menos 4 órdenes de magnitud inferior a la medida, a fin de no influir en los resultados.

Los valores finales suministrados deberán ser valores promedio corregidos (en los casos que proceda) por calibración de instrumentos, corrección del cero, presión barométrica, temperatura ambiente, etc. (en unidades de ingeniería). Para variables primarias, se remitirá la señal primaria del instrumento realizándose posteriormente la transformación y cálculos necesarios. Para estas variables primarias también podría aceptarse la medida en unidades de ingeniería corregida por el sistema de control sólo en caso de que se verifique que los todos los cálculos intermedios y mecanismos de transformación de señal son rigurosos de acuerdo a lo recogido en los diferentes códigos ANSI/ASME PTC relativos a la medida de temperatura, caudal, presión, etc.

2.4 Comprobación de la instrumentación

Antes del comienzo de las pruebas se comprobará el correcto funcionamiento e instalación de los instrumentos que se usen en las mismas.

La Central dispondrá y facilitará la documentación correspondiente para la comprobación de la calibración de los elementos de medida, presión, temperatura, caudal y nivel, así como para realizar las correcciones necesarias. También facilitará los instrumentos necesarios para medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación

Como norma general, si no se especifica lo contrario, cuando se defina una incertidumbre máxima para la determinación de una variable, ésta incluirá tanto la incertidumbre del instrumento propiamente dicha como la de sistema de acondicionamiento de señal, de forma que la combinación de ambas incertidumbres (instrumento sensor y equipo acondicionador de señal) ha de ser menor que el valor especificado.

2.5.1 Mediciones de presión

Las medidas de presión se harán preferiblemente por medio de transmisores que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de presión recomendado es mediante instrumentos electrónicos. Todos los cables de estos equipos deben ser puestos a tierra con el fin de derivar cualquier corriente inducida desde equipos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales como manómetros o balanzas de pesos muertos etc., siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.1.1 Requerimientos de precisión

Las variables primarias de clase 1 serán medidas con transmisores de presión con una incertidumbre total máxima de 0,3% en el rango de calibración. Estos transmisores de presión deberían ser compensados por temperatura. Si la compensación por temperatura no es posible, la temperatura ambiente en la localización de la medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración para determinar si el descenso en la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 deberán ser medidas con transmisores de presión de 0,5% de incertidumbre en el rango de calibración. Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

2.5.1.2 Tipos de transmisores de presión

Se recogen tres tipos de transmisores de presión:

- Transmisores de presión absoluta.
- Transmisores de presión manométrica.
- Transmisores de presión diferencial.

Transmisores de presión absoluta

Los transmisores de presión absoluta miden la presión referenciada al cero absoluto de presión. Deberán ser usados para medir presiones cuyo valor sea igual o inferior a la atmosférica. Estos instrumentos también pueden ser usados para medir presiones superiores a la atmosférica.

Transmisores de presión manométrica

Los medidores de presión manométrica sólo serán utilizados para medir presiones cuyo valor sea superior a la atmosférica. La presión atmosférica de referencia será medida mediante un transmisor de presión absoluta.

Transmisores de presión diferencial

Estos dispositivos son utilizados donde el flujo es determinado mediante una medida de presión diferencial.

2.5.2 Medidas de temperatura

Las medidas de temperatura se harán preferiblemente por medio de transmisores de temperatura que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de temperatura recomendado es mediante procedimientos electrónicos. Todos los cables de señal de la instrumentación deberán ser puestos a tierra para derivar cualquier corriente inducida por instrumentos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales, siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.2.1 Precisión

Todos los instrumentos utilizados en la medida de variables primarias de clase 1 deben tener una incertidumbre no superior a 0,25 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre no superior a 0,5°C para temperaturas de más de 90°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no superior a 1,5°C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre no superior a 2,5°C.

2.5.2.2 Dispositivos medidores de temperatura

- Termómetros.
- Termopares.
- Termorresistencias.

Termómetros

El uso de termómetros queda restringido a aquellas medidas cuyo número de lecturas y su frecuencia sea reducida. Deberán ser usados a la misma profundidad de inmersión que la usada en la calibración, o aplicar la corrección recogida a este respecto en el código ANSI/ASME PTC 19.3.

Termopares

Los termopares serán utilizados para medir la temperatura de cualquier fluido por encima de 90 °C. La máxima temperatura dependerá del tipo de termopar y del material del revestimiento utilizado.

Para rangos de temperaturas entre 90 °C y 760 °C se recomiendan termopares tipo E. Si la temperatura se encuentra entre 760 °C y 1350 °C se recomiendan termopares tipo K. No obstante se permitirá el uso de cualquier dispositivo que cumpla los requerimientos de precisión y calibración solicitados.

Los termopares para medidas primarias de clase 1 deberán tener una unión fría de referencia a 0 °C, o a temperatura ambiente si la unión está bien aislada y el dispositivo de medida de referencia calibrado. El punto de referencia de hielo podrá ser un baño de hielo agitado o un baño de hielo calibrado electrónicamente.

Los termopares usados en medidas primarias de clase 2, pueden tener uniones en los hilos de medida. La unión de dos hilos de medida deberá ser mantenida a la misma temperatura. La unión fría estará a la temperatura ambiente. No obstante la temperatura ambiente será registrada y la medida se compensará por cambios en la temperatura de la unión fría.

Termorresistencias

Las termorresistencias podrán ser usadas para medir temperatura hasta la máxima temperatura recomendada por el fabricante (típicamente alrededor de 650 °C).

2.5.2.3 Indicaciones para algunas mediciones

Medida de temperatura de un fluido en una línea o vasija

La medida de la temperatura de un fluido en el interior de una línea o vasija (sometida a presión) se llevará a cabo mediante la instalación de un pocillo de temperatura. El pocillo deberá estar dimensionado de forma adecuada como para garantizar la no interferencia entre el dispositivo de medida y el pocillo.

Como alternativa a la medida mediante el uso de pocillo de temperatura, si el fluido está a una presión suficientemente baja (entre 0,5 y 1,5 bara) el dispositivo medidor puede ser directamente instalado.

Medida de la temperatura de productos de combustión en un conducto

La determinación de este tipo de lecturas requiere diferentes puntos de medida para minimizar los efectos sobre la incertidumbre de los gradientes de temperatura. Normalmente las presiones en estos conductos son bajas o negativas, por lo que no es necesario el uso de pocillos de temperatura.

El número de puntos de medida necesarios es determinado experimentalmente. El plano de medición se deberá situar en un punto de temperatura y velocidad uniforme. Respecto al número de puntos de medida se recomienda que estén localizados cada 0,8 m² y haya un mínimo de cuatro (4) y un máximo de treinta y seis (36).

El código ANSI/ASME PTC 19.1 recoge el método para calcular la incertidumbre de la media de múltiples medidas que varían con el tiempo.

Para conductos circulares los puntos de medida deben ser instalados en dos diámetros situados a 90 grados uno de otro. Los puntos de medida tendrán un espaciado radial según la fórmula que se recoge a continuación:

$$r_n = R \sqrt{\frac{2 * N_a - 1}{N_T}}$$

Donde:

r_n : Es la distancia desde el punto de muestra al centro de la tubería (m).

R : Es el radio de la tubería (m).

Na : Es el número de punto de medida contado desde el centro.

NT : Es el número total de puntos de medida en un diámetro.

Para conductos cuadrados o circulares, los puntos de medida se deben disponer de forma que ocupen regiones con el mismo área. Los puntos de medida deben disponerse según un patrón rectangular que tenga en cuenta los gradientes de temperatura horizontal y vertical en la sección de medida. La dirección con el mayor gradiente de temperatura deberá tener un espaciamiento menor entre puntos de medida.

Determinación de la temperatura media de pared de caldera

A continuación se recoge un procedimiento para asignar a las paredes de caldera una única temperatura representativa que de un valor de pérdidas equivalente a contabilizar las pérdidas mediante suma de las pérdidas parciales de las partes de superficie que tengan la misma temperatura.

La metodología asumida se basa en los siguientes principios:

- a) Se considera para el cálculo únicamente la superficie exterior de las paredes del primer paso de gases en el caso de ser caldera de doble paso, considerando la apertura al segundo paso como si estuviera recubierto de pared exterior.
- b) Si la caldera es intemperie se dividirá la caldera en tres zonas delimitadas por las siguientes alturas:
 - b.1 En el caso de calderas con hogar tipo bóveda, las zonas vendrán delimitadas por:
 - ZONA BAJA : Comprenderá la tolva del hogar.
 - ZONA MEDIA : Comprenderá desde el final de la ZONA BAJA hasta 1,5 m por encima de la bóveda.
 - ZONA ALTA : Comprenderá desde el final de la ZONA MEDIA hasta el techo de caldera; en el contaje de superficie se incluirá la superficie del techo.
 - b.2 En el caso de calderas con hogar paralelepípedo, las zonas vendrán delimitadas por:
 - ZONA BAJA : Comprenderá la tolva del hogar.
 - ZONA MEDIA : Comprenderá desde el final de la ZONA BAJA hasta 3 m por encima del eje del mechero más alto.
 - ZONA ALTA : Comprenderá desde el final de la ZONA MEDIA hasta el techo de caldera; en el contaje de superficie se incluirá la superficie del techo.
- c) Se tomarán las temperaturas en el centro, aproximadamente, de las cuadrículas que figuran en la hoja que se adjunta.
- d) Las temperaturas serán tomadas con un termómetro digital de contacto.
- e) Se tomará como única representativa la que resulte de la expresión siguiente:

$$TSEPC = \frac{1}{SPAC} \sum_{i=1}^{i=44} (SP_i \times T_i)$$

2.5.3 Medidas de caudal

Todas las medidas de caudal que a continuación se detallan deberán observar, en la medida de lo posible, las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.5 (2004) o en sus revisiones posteriores respecto a las distancias de tubería recta aguas arriba y abajo necesarias para una correcta medición de caudal.

2.5.3.1 Medidas de caudal de agua y vapor

Por motivos de precisión, siempre que sea posible se medirán los caudales de agua y a partir de ellos se deducirán los de vapor.

2.5.3.1.1 Instrumentos de medida de caudal

La información relativa a la fabricación, calibración e instalación de caudalímetros se puede encontrar en ANSI/ASME MFC-3M. Estos elementos pueden ser utilizados para medidas de caudal de variables primarias de clase 2 y de variables secundarias. También podrán ser utilizadas para medidas de caudales primarios de clase 1 siempre que no se precise extrapolación para el máximo número de Reynolds con que fueron calibrados. Como norma general estos instrumentos tendrán una incertidumbre en la medida inferior a 0,5% para vapor y 0,4% para agua líquida y deberán cumplir los siguientes requisitos:

- El coeficiente β debería estar limitado al rango de 0,25-0,5 para toberas "wall-tap" (tomas de presión en las paredes) y venturis y 0,30-0,60 para orificios.
- Las medidas de variables primarias de clase 1 requieren calibración en todo el rango
- Para medidas de variables primarias de clase 2 y variables secundarias, podrá ser utilizado el coeficiente de referencia apropiado recogido en el ANSI/ANSI/ASME MFC-3M.

En medidas de variables primarias de clase 1 se recomienda el uso de una tobera del tipo "throat tap nozzle" (tomas de presión en la garganta) como la descrita en el código ANSI/ASME PTC 6 (para medida de condensado) o del tipo descrito en el ANSI/ASME PTC 6.1 (para medida de agua de alimentación). Estos dispositivos tendrán una incertidumbre inferior al 0,25%. Estos dispositivos serán usados preferentemente si el número de Reynolds en el ensayo es mayor que el número de Reynolds máximo con el que se ha hecho la calibración de la tobera.

2.5.3.1.2 Indicaciones para la medida del caudal de agua

Las medidas de caudal de agua serán recogidas cuando el flujo sea estacionario o siempre que sea posible una frecuencia de adquisición tal que permita registrar todas las oscilaciones del caudal durante el ensayo. Se evitará que el agua sufra vaporización en su paso por el instrumento de medida.

2.5.3.1.3 Indicaciones para la medida del caudal de vapor

A su paso a través del instrumento de medida el vapor debe permanecer sobrecalentado. Para líneas de vapor con atemperadores, la medida de caudal de vapor debe situarse aguas arriba de estos y obtener el caudal final como suma de dicho vapor y el agua de atemperación.

El cálculo del caudal de vapor a través de una tobera, orificio o venturi debe estar basado en las condiciones de presión, temperatura y viscosidad aguas arriba. A fin de evitar la distorsión introducida por un pocillo de temperatura localizado aguas arriba del elemento de medida, las medidas aguas abajo de temperatura y presión son utilizadas para determinar la entalpía del vapor, que se supone constante en una línea convenientemente aislada. Basado en esta entalpía, con la presión aguas arriba, el resto de propiedades pueden ser calculadas.

2.5.3.2 Medidas de caudal de combustible líquido

El combustible líquido será medido utilizando medidores de flujo que hayan sido calibrados en todo el rango del número de Reynolds esperado durante el ensayo. Para las medidas de flujo, la temperatura del combustible debe ser determinada con precisión para calcular el flujo correctamente. Otros medidores de flujo serán aceptados siempre que pueda ser alcanzado un error de la medida del 0,7% o inferior (se aconseja un valor del 0,5%). Esta recomendación será obligatoria si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red). Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Para las pruebas de arranque, también se podrá determinar el caudal de combustible líquido por aforo en los tanques.

2.5.3.2.1 Medidores de caudal de desplazamiento positivo

Este tipo de medidores irá sin compensación de temperatura. Los efectos de la temperatura en el fluido pueden ser tenidos en cuenta calculando el flujo másico basado en la densidad específica según la siguiente formulación:

$$qmh = 999,015 \cdot 60 \cdot qv \cdot (sg)$$

Donde:

qmh : Caudal másico (kg/h).

qv : Caudal volumétrico (m³/min).

sg : Densidad específica (adimensional).

60 : Minutos por hora.

999,015 : Densidad del agua a 15,5 °C (kg/ m³).

El análisis del combustible debe ser llevado a cabo sobre muestras tomadas durante las pruebas. El Poder Calorífico Superior e Inferior, así como la densidad específica, deberá determinarse a partir de dichos ensayos. La densidad específica se determinará a tres temperaturas, cubriendo el rango de temperaturas medidas durante el ensayo. La densidad específica del fluido a la temperatura de trabajo será determinada por interpolación.

2.5.4 Medidas de generación eléctrica

Las medidas eléctricas en puntos frontera se realizarán con los equipos de medida instalados que cumplirán con el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM) y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC).

Si fuese necesario realizar alguna medida eléctrica en algún punto donde no se encuentren instalados equipos que cumplan el RPM, dicha medida se llevará a cabo según uno de los esquemas de medidas de instalaciones polifásicas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 46 mediante la conexión de los pertinentes medidores de potencia y/o energía activa y/o reactiva a los transformadores de tensión e intensidad instalados a tal efecto. A continuación se procede a recoger los requerimientos de cada instrumento particular para esta circunstancia.

2.5.4.1 Medidores de potencia activa (vatímetros)

Los vatímetros serán utilizados para registrar las medidas de potencia activa instantáneas.

Los vatímetros empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%.

No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia activa deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto.

2.5.4.2 Medidores de energía activa

Estos medidores serán utilizados para registrar la energía activa durante la realización de los ensayos.

Los medidores de energía activa empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.3 Medidores de potencia reactiva (varímetro)

Estos medidores serán empleados para registrar medidas de potencia reactiva instantánea.

Para la medición de variables primarias tanto clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia reactiva deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos inferiores al minuto.

2.5.4.4 Medidores de energía reactiva

Estos medidores serán empleados para registrar la potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

Para la medición de variables primarias tanto clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.5 Transformadores de tensión

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador debe ser calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.4.6 Transformadores de intensidad

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador debe ser calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.5 Medidas de nivel

Las mediciones de nivel se llevarán a cabo preferiblemente mediante los transmisores de nivel existentes en la planta, debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos podrán ser del tipo magnético local o similar, también con una precisión del rango de calibración de 0,5% para medias primarias aunque se recomienda una precisión superior al 0,25%.

2.5.6 Medida de la velocidad del viento

La medida de la velocidad del viento se calculará en base a la media resultante de las lecturas tomadas en la central. Para establecer un valor de referencia, se utilizará la media resultante de un año de registros como mínimo.

2.5.7 Medida del oxígeno en los gases de escape

Para la determinación de la concentración de O_2 en los gases de escape (base seca) se utilizarán analizadores portátiles de O_2 de célula de óxido de circonio o cualquier otro dispositivo que tenga una incertidumbre inferior a la especificada. Se realizarán medidas a la salida de cada calentador regenerativo de aire tanto primario como secundario. Como norma se dispondrá de un analizador portátil para cada calentador regenerativo (pudiendo variar el número de ellos dependiendo del sistema de conexiones que se realicen en cada grupo). La incertidumbre de medida de este equipo será de un 2% como máximo.

Se fabricarán sondas de tomas de muestras múltiples de acuerdo con las características de los conductos de salida de gases de los calentadores siguiendo las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.10. Se dispondrá de una sonda por calentador, como mínimo, de tal forma que se obtengan muestras simultáneas de cada uno de ellos. Las muestras serán limpias y secas, instalándose los elementos adecuados para su consecución.

2.5.8 Medición del caudal de carbón

El procedimiento de determinación del caudal de carbón aportado será ajustado para cada instalación particular, fijándose unas precisiones en la medida mínimas según la tabla 4.3-1 del ANSI/ASME PTC 6 dependiendo del modo de aporte de caudal a la caldera, el cual deberá estar convenientemente calibrado.

2.5.9 Medida de la humedad

La medida de humedad será obtenida con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima del 2%. La humedad absoluta se determinará por cálculo a partir de las temperaturas seca y de la temperatura de bulbo húmedo o humedad relativa.

2.5.10 Medidas de tiempo

Para medidas primarias de clase 1 que necesiten un cómputo de tiempo (ejemplo potencia medida a través de pulsos de energía) se utilizarán sistemas con una precisión mayor a 0,5 segundos en una hora.

No se establecen requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de carbón

Esta muestra se realizará preferentemente en cada uno de los conductos de entrada a los alimentadores desde las tolvas de almacenamiento, con objeto de tomar el carbón de la vena en movimiento. Si esto no fuese posible físicamente, entonces, la muestra se extraerá en las propias tolvas de almacenamiento, a ser posible en la parte inferior a través de las puertas de acceso o bien de los accesos para picar o desatascar pero siempre tomando de la vena en movimiento.

La muestra se tomará cada 15 minutos una vez comenzado el ensayo de cada uno de los conductos o tolvas que estén trabajando y se irán echando a un bidón, del cual una vez finalizado dicho ensayo, se cuarteará, mezclará y se recogerán tres muestras para análisis de 5 kg aproximadamente, las cuales se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de análisis, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

El total de carbón recogido en el ensayo (supuesto un tiempo de 2 horas con muestras cada 15 minutos) será de unos 135 kg aproximadamente. Cada toma para muestreo será por tanto de unos 15 kg que se repartirán según el número de conductos o tolvas que se muestreen.

El análisis de las muestras de carbón en la medida de lo posible, deberá llevarse a cabo de acuerdo con los métodos y la incertidumbre marcados en el ANSI/ASME PTC 4 capítulo 4 (u otros métodos de precisión equivalente). En cualquier caso el poder calorífico deberá determinarse con una incertidumbre máxima del 0,6%. El análisis de carbón deberá contemplar:

- Humedad.
- Volátiles.
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Análisis elemental: C, H, N, O, S.
- Cenizas.
- Elementos solubles en ácido Ca, K, NA.
- Cloro y Flúor.
- Composición de las cenizas (XRF).

3.2 Toma de muestras en cenizas volantes

La toma de las muestras de ceniza volante se hará condicionada a la posibilidad física de su realización. Ésta se hará preferentemente, o en las tolvas de primero y segundo campo de precipitador o en los silos de almacenamiento.

Previamente al comienzo del ensayo, tanto en un caso como en el otro, según el sitio donde se realice la toma de las muestras, se vaciarán las tolvas o el silo de recogida de cenizas.

Si la toma se realiza del silo, una vez determinado el lugar adecuado, cada 15 min. se realizará un muestreo y se irá echando a un bidón del cual una vez finalizado el ensayo, se cuarteará y se recogerán las tres muestras de la misma forma que se ha expresado en las tomas de muestras del carbón.

Si la toma de muestras se realiza en el precipitador las muestras finales serán dobles, perteneciendo una al primer campo y otra al segundo, determinándose los inquemados en base al reparto de ceniza que indique el fabricante del precipitador. El intervalo de tiempo de toma de muestras dependerá de las secuencias de extracción y éste se determinará para cada caso, así como la forma y el punto de extracción de cada tolvin. La ceniza de cada línea se recogerá en un bidón y al final del ensayo se cuartearán y recogerán las muestras para análisis tal como se indicó en el caso anterior (muestra de carbón).

La cantidad de muestra para análisis en este caso es de 0,5 kg.

El análisis de las cenizas incluirá:

- Composición química (XRF).
- Cantidad total de carbono, carbono libre y carbono en forma de carbonatos.
- Azufre.

3.3 Toma de muestras de escorias

Dependiendo del tipo de cenicero: raquetas o extracción discontinua, se realizará la toma de muestras, o a la salida del cenicero antes de los trituradores, o en la descarga al silo de almacenamiento.

En ambos casos la muestra se realizará cada 15 minutos llenando un cubo en cada muestra que se verterá a un bidón del que se realizará el cuarteo y toma de las muestras para análisis tal como se ha indicado en apartados anteriores.

La cantidad de muestra para análisis en este caso es de 0,5 kg.

Los parámetros analizados serán los mismos que para las cenizas volantes.

3.4 Toma de muestras de combustible auxiliar

Para las pruebas realizadas con combustible auxiliar la toma de muestras se llevará a cabo siguiendo el *Anexo A.II.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en centrales térmicas de fuel*.

3.5 Variables fundamentales de cálculo

Se puede encontrar un listado general de variables en el *Anexo A.IV.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en centrales térmicas de carbón*.

4. Calibración de los instrumentos

4.1 Instrumentos exentos de calibración

Se podrá eximir de calibración previa al ensayo a un instrumento siempre que el propietario pueda acreditar un certificado de calibración que garantice que la incertidumbre máxima del instrumento a fecha de realización de la prueba cumple con los requisitos especificados.

Las características del instrumento deberán estar garantizadas en el momento de realización del ensayo, mediante el valor de incertidumbre del instrumento en función del tiempo (stability/estabilidad) y no a través de la incertidumbre justo después de realizarse la calibración (precisión/accuracy).

La deriva (pérdida de precisión) del instrumento se considerará que evoluciona de forma lineal entre el valor justo después de la calibración y el valor de incertidumbre para el tiempo de garantía máximo.

No se permitirán extrapolaciones de valores de incertidumbre una vez sobrepasado el tiempo garantizado de estabilidad. Si este tiempo ha sido sobrepasado y/o el instrumento no dispone de valor de incertidumbre garantizado en función del tiempo, el instrumento deberá someterse a calibración.

En aquellos instrumentos que pueden alterar el rango una vez que el instrumento está instalado, en el caso de que se modificase el rango de calibración para la prueba, el instrumento no estará eximido de calibración aunque contará con un certificado de garantía vigente.

4.2 Requisitos de calibración

Toda la instrumentación que se utilice durante los ensayos para la medida de variables primarias deberá disponer de un certificado de calibración en vigor emitido por un laboratorio de calibración independiente debidamente acreditado. En casos debidamente justificados, previa aprobación por el Comité de Ensayos, se podrá permitir la calibración interna de la instrumentación que se utilice para la medida de variables primarias.

En estos casos, la calibración interna de la instrumentación se realizará con patrones que cuenten con su correspondiente certificado emitido por un laboratorio acreditado. El procedimiento de calibración empleado deberá contar con un dictamen, elaborado por un laboratorio acreditado, en cuanto a su adecuación a la normativa vigente.

Los instrumentos de variables secundarias podrán ser calibrados según el procedimiento interno de calibración de planta y deberán disponer de hoja de calibración en vigor, que incluirá las correspondientes hojas de datos. Esta calibración no será obligatoria si existe instrumentación de contraste que permita verificar el buen funcionamiento del instrumento.

Los resultados de la calibración se reflejarán en hojas y curvas de calibración que estarán disponibles en las instalaciones para su comprobación y posible contraste por el personal responsable de los ensayos. La calibración de los instrumentos se realizará, en la medida de lo posible, acorde con lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46 y ANSI/ASME PTC 19.

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá identificar en los procedimientos particularizados los instrumentos utilizados para la toma de variables, detallando para cada uno en particular el estado de incertidumbre que tendrá a fecha de la prueba (ver sección 4.1 para determinación de la incertidumbre a fecha distinta de la de calibración). En caso de que la incertidumbre a fecha de la prueba sea superior a la requerida deberá preverse su calibración, indicándose en el procedimiento particularizado la fecha prevista para tal calibración así como la incertidumbre esperada a tal fecha.

Como norma general para los instrumentos que no garanticen estabilidad de la calibración en el tiempo (stability) la calibración deberá llevarse a cabo previamente, en el plazo máximo de un mes, a la realización de las pruebas. Si el instrumento cuenta con un valor de estabilidad (aumento de incertidumbre máximo garantizado en función del tiempo), la calibración podrá realizarse en cualquier fecha que permita garantizar la precisión requerida durante la prueba.

Los procedimientos relativos a estándares de referencia con los que se calibran los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 y clase 2 deben estar reconocidos por organizaciones de estandarización. Los estándares de referencia deben tener una precisión al de menos cuatro veces mayor que el instrumento de prueba que se desea calibrar. Sólo se podrán utilizar estándares con una precisión menor si cumplen con todos los requisitos de calibración recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46 sección 4.1.

Los instrumentos de medida de variables de clase 1 deben estar calibrados al menos en dos puntos más que el orden de ajuste de la curva de calibración. Cada instrumento debe ser calibrado de forma que el punto de medida sea aproximado de una forma descendente y ascendente. Los instrumentos que tengan diferentes rangos deberán ser calibrados en cada uno de los rangos que sean usados durante el período de pruebas. En los instrumentos que no pueden ser calibrados en todo el rango de operación y se calibran hasta valores inferiores al esperado en las pruebas, se permitirá la extrapolación de la curva de calibración previendo un tratamiento especial recogido en el correspondiente procedimiento particularizado. Este es el caso de los dispositivos medidores de caudal. Los instrumentos de variables primarias de clase 1 deberán contar con una certificación de calibración.

Los instrumentos de medida de variables de clase 2 deben ser calibrados en un número de puntos igual al orden del polinomio de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene un error fijo inferior a la precisión requerida, el punto de medida sólo necesita ser aproximado en una dirección (creciente o decreciente).

Los instrumentos usados en medidas primarias serán también calibrados o chequeados tras los ensayos (si se detectase inconsistencia en los registros y no existiese una fuente de medida redundante fiable a petición del supervisor de la prueba). En el caso de instrumentos usados para medir caudales pertenecientes a variables de clase 1 el instrumento podrá ser inspeccionado terminadas las pruebas, en vez de recalibrado. Los elementos de medida de flujo usados en variables secundarias no necesitan ser inspeccionados si no han experimentado soplado con vapor o limpieza química. En cualquier caso no se requiere test de recalibración de los transformadores.

En caso de detectarse una diferencia significativa (superior a la precisión exigida del instrumento) entre la calibración antes y después de las pruebas, podría optarse por rehacer los cálculos con la calibración final, si así lo acuerda el Comité de Ensayos. De lo contrario se procedería a la anulación de las pruebas.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias deberán ser calibrados en lazo (cadena de medida completa). La calibración en lazo implica la calibración del instrumento a través del equipo de acondicionamiento de señal. Esto podrá llevarse a cabo calibrando el instrumento incluyendo conjuntamente el equipo de acondicionamiento de señal. Alternativamente también se podrá calibrar de forma separada el sistema de acondicionamiento aplicando una señal conocida mediante un sistema generador de señales de precisión.

Cada laboratorio de calibración deberá disponer de la pertinente acreditación que deberá estar disponible para presentarse si fuese requerido por el supervisor de las pruebas.

4.3 Instrumentación de calibración

Toda la instrumentación y documentación necesaria para realizar la calibración o comprobación de la instrumentación fija y temporal deberá estar disponible en el propio laboratorio de la central a ensayar, siendo responsabilidad de la empresa propietaria el cumplimiento de este punto particular.

ANEXO A.V.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Consumo específico neto de un grupo.
 - 2.1 General.
 - 2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red.
 - 2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo.
 3. Coste de arranque.
 - 3.1 Introducción.
 - 3.2 Determinación de los costes de arranque.
 - 3.3 Coste de arranque total.
 4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
 - 4.1 Corrección por temperatura del aire a la entrada del equipo f_1 .
 - 4.2 Corrección por presión barométrica f_2 .
 - 4.3 Corrección por humedad del aire a la entrada del equipo f_3 .
 - 4.4 Corrección por poder calorífico del combustible f_4 .
 - 4.5 Correcciones por factor de potencia f_5 .
 5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas.
 - 5.1 Costes variables de combustible.
 - 5.2 Costes de arranque.
 6. Listado de variables.
 - 6.1 Variables para los ensayos de consumo específico.
 - 6.2 Variables para evaluación de costes de arranque.
-
1. Objeto

El presente documento tiene por objeto desarrollar la metodología de cálculo que va a ser usada para determinar:

- El Consumo Específico Neto del Grupo en condiciones de ensayo.
- El Coste de Arranque.
- Las correcciones al Consumo Específico Neto del Grupo en función de las condiciones ambientales.

2. Consumo específico neto de un grupo

2.1 General

El Consumo Específico Neto de un Grupo se define como:

$$CENG = \frac{CC}{WR} \quad (1)$$

Siendo:

CENG : Consumo Específico Neto del Grupo (kJ/kWh).

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Superior – PCS– por unidad de tiempo (kJ/h).

WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red (kW).

2.2 Cálculo de la potencia neta cedida a la red

La potencia neta cedida por el grupo a la red, se calculará mediante la siguiente expresión:

$$WR = WTP - WAR - WE \quad (2)$$

WTP : Potencia en bornas de salida (lado red) del transformador principal (kW).

WAR : Potencia activa tomada de red para el consumo de auxiliares eléctricos (kW). Esta potencia se determinará mediante medición en bornas (lado red en el transformador).

Para su medición los servicios auxiliares no estarán en funcionamiento durante los ensayos, o bien serán alimentados desde un grupo distinto del que se ensaya. Aquellos cuyo funcionamiento sea imprescindible y que sean susceptibles de medida directa se medirán. Cuando no sea posible la medida directa, los citados consumos de auxiliares serán identificados y desglosados por la empresa propietaria mediante una lista, argumentada y detallada, la cual será revisada y, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

WE : Potencia consumida en servicios no continuos (kW). Se entiende como servicios no continuos aquellos que, o bien son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores.

Estos consumos se particularizarán para cada instalación a propuesta de la empresa propietaria y aprobación, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

Para determinar WE los consumos serán ponderados de la siguiente manera:

1. Consumos que sean directamente imputables a un grupo. Serán ponderados por horas de utilización, según la siguiente expresión:

$$WE_i = \frac{[Potencia consumida en kW] \cdot [Horas diarias de utilización]}{24} \quad (3)$$

2. Consumos no directamente imputables a un grupo. Se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida} \\ \text{en kW} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Horas diarias} \\ \text{utilización} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Potencia nominal} \\ \text{grupo} \end{array} \right]}{24 \cdot (\text{Potencia nominal de la central})} \quad (4)$$

En casos debidamente justificados se podrán utilizar criterios de ponderación distintos a los indicados en el párrafo anterior.

La potencia total consumida en servicios no continuos se computará mediante la siguiente expresión:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (5)$$

2.3 Cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo

El cálculo del calor aportado por el combustible por unidad de tiempo, para el caso de combustibles líquidos, se evalúa mediante la siguiente expresión:

$$CC = m_f * PCI \quad (6)$$

Donde:

CC : Calor total aportado por el combustible basado en el Poder Calorífico Inferior (kJ/h).

m_f : Flujo másico de combustible (kg/h).

PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible expresado (kJ/kg).

3. Coste de arranque

3.1 Introducción

A los efectos de este procedimiento se define el arranque como el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro.

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (7)$$

Siendo:

C : Coste de arranque para un tiempo de arranque t (€).

C_o : Constante del grupo equivalente al coste de arranque en frío para un tiempo de parada infinito (€).

α : Constante del grupo.

t : Tiempo de arranque (h).

Una vez obtenidos los pares de valores (C, t) se podrán estimar las constantes de cada grupo C_o y α, mediante el método de mínimos cuadrados.

3.2 Determinación de los costes de arranque

3.2.1 Costes de arranque asociados al combustible

• Etapa 1

Se define la Etapa 1 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad baja progresivamente (según su rampa característica) hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de desacoplamiento.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

• Etapa 2

Se define la etapa 2 como aquella etapa durante la cual se produce el desacople de l grupo y el inicio de la etapa siguiente. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

4. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.
5. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.

• Etapa 3

Se define la etapa 3 como aquella que incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad. En esta etapa se contabilizarán:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de acoplamiento del grupo.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.

• Etapa 4

Se define la etapa 4 como aquella etapa durante la cual la carga de la unidad sube progresivamente hasta alcanzar un estado de marcha en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán:

1. Calor aportado por el combustible hasta alcanzar la Carga Mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares.
3. Energía eléctrica vertida a red.

3.2.1.1 Calor aportado por el combustible

El coste del calor aportado por el combustible se define como:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} \times \sum_{i=1} (Q_i \times PCI_i) \quad (8)$$

Donde:

Cc : Coste del calor aportado por el combustible (€).

Qi : Consumo de combustible "i" utilizados durante la Etapa considerada (kg).

PCI_i : Poder Calorífico Inferior del combustible "i" (kJ/kg).

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque (€/th).

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i) \cdot P_i]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (9)$$

P_i : Precio de la termia del combustible "i" (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares

Se define el coste de la energía consumida por los servicios auxiliares como:

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (10)$$

Donde:

C_{SA} : Coste debido a la energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares no proveniente del grupo ensayado, calculado al precio de generación por combustible a carga mínima (€).

E_{SA} : Energía eléctrica consumida a través de las redes de transporte o distribución durante la Etapa que se considera (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Se determina mediante la expresión:

Este último parámetro se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG)_{CM}}{4186,8} P_c \quad (11)$$

Donde:

$(CENG)_{CM}$: Consumo Específico Neto del Grupo a Carga Mínima (kJ/kWh).

P_c : Precio de la termia del combustible normalmente usado en Carga Mínima (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas.

3.2.1.3 Energía eléctrica vertida a red

Los ingresos por la energía vertida a la red se definen como:

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (12)$$

Donde:

C_{EE} : Ingreso debido a la energía eléctrica vertida a red (€).

E_E : Energía eléctrica vertida a red durante la Etapa considerada (kWh).

P_{CM} : Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a Carga Mínima (€/kWh). Su cálculo está desarrollado en el punto 3.2.1.2

Tanto a la energía eléctrica tomada del exterior, como a la energía eléctrica vertida al exterior, se le ha asignado un mismo precio (P_{CM}), igual al coste de generación (debido al consumo de combustible) correspondiente al funcionamiento a Carga Mínima.

3.2.2 Otros costes de arranque

Dentro de los costes no puramente energéticos que pueden generarse durante un arranque, el consumo de aceite se considera con entidad suficiente como para proceder a su contabilización.

La evaluación de este coste se realizará mediante la expresión:

$$C_{ac} = Q_{ac} \cdot pac \quad (13)$$

donde:

C_{ac} : Coste por consumo de aceite durante un arranque de duración t horas (€).

Q_{ac} : Consumo de aceite durante el arranque de duración t horas (l).

pac : Precio del aceite (€/l). Este parámetro será característico de cada unidad.

3.3 Coste de arranque total

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

$$C = C_{ac} + \sum_{j=1}^4 \sum_i \left[C_{C_{j,i}} + C_{SA_j} - C_{EE_j} \right] \quad (14)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_{ac} + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{SA_j} - E_{E_j}) P_c \right] \quad (15)$$

Donde P y P_c son los precios de las termias, ponderadas según consumo de combustible en arranque (P), y del combustible habitual a Carga Mínima (P_c) definidos en los apartados anteriores.

4. Metodología correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia

El consumo específico neto del grupo corregido, $CENG^*$, se calcula a partir del consumo específico neto de un grupo (obtenido en los ensayos) corregido a unas condiciones de referencia. Dichas condiciones de referencia están definidas en la sección 6 del *Anexo A.V.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos diesel*.

Todas las variables corregidas, se señalan a partir de aquí con asterisco.

Así:

$$CENG^* = CENG \prod_i F_i \quad (16)$$

Donde los factores F_i son los factores de corrección por las diferencias entre las condiciones del ensayo y las condiciones establecidas de referencia.

4.1 Corrección por temperatura del aire a la entrada del equipo f_1 :

La corrección por temperatura del aire a la entrada del motor (en el caso de ser de aspiración natural), o la temperatura de entrada al compresor (en el caso de ser sobrealimentado), se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. En el caso de no contar con dichas curvas se utilizará la metodología estipulada en la norma ISO 3046-1. Este factor F_1 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la temperatura establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la temperatura del ensayo.

4.2 Corrección por presión barométrica f_2 :

La corrección por presión barométrica, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_2 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la presión barométrica establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la presión barométrica del ensayo.

4.3 Corrección por humedad del aire a la entrada del equipo f_3 :

La corrección por humedad del aire a la entrada del motor (en el caso de ser de aspiración natural), o la humedad de entrada al compresor (en el caso de ser sobrealimentado), se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_3 deberá ser el cociente entre el consumo específico a la humedad establecida como referencia dividido entre el consumo específico obtenido a la humedad del ensayo. Generalmente las curvas están trazadas en función de temperatura y humedad relativa, las cuales fijan una humedad absoluta.

4.4 Corrección por poder calorífico del combustible f_4 :

La corrección por poder calorífico del combustible se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico por esta circunstancia. Este factor F_4 deberá ser el cociente entre el consumo específico para el Poder Calorífico establecido como referencia dividido entre el consumo específico obtenido con el Poder Calorífico del ensayo.

El poder calorífico utilizado en la corrección debe ser el mismo que el utilizado en la definición de consumo específico. La transformación entre Poder Calorífico Inferior y Superior, si fuese necesario realizarla para un combustible determinado, deberá hacerse conforme al procedimiento recogido en el ANSI/ASME PTC 17.

4.5 Correcciones por factor de potencia f_5 :

Con la corrección del factor de potencia se tiene en cuenta la variación de la potencia vertida a red por el grupo al trabajar con factores de potencia diferentes al de referencia, lo que provoca una variación del rendimiento del alternador y transformador(es) principal(es).

Este factor vale:

$$F_5 = WR / WR^* \quad (17)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (18)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} - L_{prue} \quad (19)$$

Donde L_{ref} y L_{prue} son el conjunto de las pérdidas del alternador y transformador principal con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba respectivamente, que se obtendrán a partir de las curvas de corrección y/o circuitos equivalentes suministrados por el fabricante para este efecto.

5. Cálculo de los parámetros de despacho económico y de liquidación de los seie resultantes de las pruebas

En esta sección se recoge cómo se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico y liquidación de los SEIE correspondientes al coste variable de generación horario acorde con la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

5.1 Costes variables de combustible

En este apartado se calculan los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste variable de combustible que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{fun}}(i,h,j) = [a(i)+b(i)*e(i,h,j)+c(i)*e^2(i,h,j)]*pr(i,h,j) \quad (20)$$

Siendo:

- $C_{\text{fun}}(i,h,j)$: Coste variable de combustible expresado (€/h).
- $e(i,h,j)$: Potencia media horaria en barras de la central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j .
- $a(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- (th/h).
- $b(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW)
- $c(i)$: Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario -consumo vs potencia neta- ((th/h)·MW²)
- $pr(i,h,j)$: Precio medio de la termia de combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h , según se define en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006.

Para el cálculo de $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$ es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (th/h) frente a potencia aportada a la red (MW) a partir de los ensayos de consumo específico.

Cada uno de los puntos a partir de los cuales se realizará el ajuste cuadrático se obtiene de los resultados de una prueba de consumo específico, de forma que, realizando las siguientes operaciones, se obtiene una pareja "consumo térmico vs potencia neta":

$$C_{\text{ter}} = \frac{CENG_{\text{pci}} \times WR}{4186,8} \quad (21)$$

Siendo:

- C_{ter} : Consumo térmico del grupo expresado (th/h).
- $CENG_{\text{pci}}$: Consumo específico neto del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).
- WR : Potencia neta cedida por el grupo a la red expresada (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros $a(i)$, $b(i)$, $c(i)$.

5.2 Costes de arranque

En este apartado se calculan los parámetros $a'(i)$ y $b'(i)$ recogidos en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo en el cálculo del coste de arranque, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{\text{ar}} = a'(i)*[1-\exp(-t/b'(i))]*pr(i,h,j) + d \quad (22)$$

El parámetro d no se calcula en este apartado ya que tiene carácter económico y no guarda relación con el resultado de las pruebas de rendimiento, sino con el desgaste que cada arranque produce en el grupo. Por ello, debe ser calculado en base a la información económica relativa al coste de los ciclos de revisiones.

Para calcular $a'(i)$, $b'(i)$ es necesario realizar un ajuste exponencial de la curva "coste en termias frente a tiempo de arranque" (sin tener en cuenta el parámetro d), a partir de, al menos, dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del Coste de Arranque, expresan el coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{\text{termias}} = C_{\text{euros}} * 1/P \quad (23)$$

Donde:

C_{termias} : Coste en termias del arranque.

C_{euros} : Coste en euros del arranque.

P : Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque, definido en el punto 3.2.1.1 (€/th).

6. Listado de variables

6.1 Variables para los ensayos de consumo específico

6.1.1 Variables primarias

6.1.1.1 Variables medidas directamente

Medidas primarias de clase 1

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba según las condiciones especificadas en el *Anexo A.V.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos diesel*.

- mf : Caudal de combustible másico (kg/h).
- T_{comb} : Temperatura del combustible (°C).
- WTP : Potencia activa en bornas del transformador principal lado alta (kW).
- $WRET$: Potencia reactiva en bornas del transformador principal lado alta (kVAR).
- WAR : Potencia activa tomada de la red a través de transformador principal y consumida en auxiliares (kW).
- WE : Potencia activa de la red a través del transformador principal para servicios no continuos -en caso de ser WE medida en vez de determinada a partir de datos de balances la instalación-(kW).
- WRE : Potencia reactiva en bornas del alternador durante el ensayo (KVAR).
- WBM : Potencia activa en bornas del alternador durante el ensayo (kW).

Las medidas eléctricas anteriores también podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

- T_{aec} : Temperatura del aire de entrada al compresor -si el motor es sobrealimentado-, o a la entrada del motor -si es de aspiración natural-(°C).
- Pa : Presión barométrica (bar).
- HRa : Humedad relativa del aire de entrada (%).

Medidas primarias de clase 2

- Frecuencia de la red
- Tiempo de duración de la prueba

6.1.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de la recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances térmicos, etc.

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg).
- PCIr : Poder Calorífico Inferior del combustible de referencia (kJ/kg).
- η_{his} : rendimiento del alternador a factor de potencia histórico (adimensional).
- η_{prue} : Rendimiento del alternador con factor de potencia de prueba (adimensional).
- L_{prue} : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de la prueba (kW).
- L_{ref} : Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de referencia (kW).
- Ta_{acr} : Temperatura del aire a la entrada del compresor en condiciones de referencia (°C).
- Par : Presión barométrica en condiciones de referencia (bar).
- Fi : Curvas de factores de corrección (se introducirán por puntos).

6.1.2 Variables secundarias

Estas medidas serán registradas para confirmar que no han existido condiciones anormales en los ensayos. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario. Entre estas medidas se encontrarán:

- P_g : Presión del combustible suministrado al motor (bar).
- P_{es} : Contrapresión de escape a la salida del motor (bar).
- P_{im} : Presión del aire a la entrada del motor (bar).
- T_{ref} : Temperatura del refrigerante (°C).
- P_{des} : Presión diferencial en el sistema de escape (bar).
- Q_{ref} : Caudal de refrigerante (m³/h).

6.2 Variables para evaluación de costes de arranque

6.2.1 Variables primarias

6.2.1.1 Variables medidas directamente

Las siguientes variables se recogerán a partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba, según las condiciones especificadas en el documento *Anexo A.V.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos diésel*".

Todas las variables que se detallan a continuación se registrarán con las condiciones de equivalentes a variables primarias de clase 2:

- T : tiempo de duración de la prueba (h).
- Q : Consumo de combustible (kg).
- Esa : Energía eléctrica tomada del exterior (kWh).
- EE : Energía eléctrica vertida a la red (kWh).
- Qac : Consumo de aceite (l).

6.2.1.2 Variables no medidas directamente

Las siguientes variables no son obtenidas de lecturas procedentes de instrumentos durante la prueba, siendo resultado de recopilación de información existente, cálculos intermedios a partir de otras variables, análisis realizados en laboratorios, datos procedentes de balances, etc.

- PCI : Poder Calorífico Inferior del combustible (kJ/kg)

6.2.2 Variables secundarias

Se verificarán los parámetros de funcionamiento de la instalación que se considere necesario a fin de comprobar que el proceso de arranque se lleva a cabo de modo normal.

- Pg : Presión del combustible suministrado al motor (bar).
- Pes : Contrapresión de escape a la salida del motor (bar).
- Pim : Presión del aire a la entrada del motor (bar).
- Tref : Temperatura del refrigerante (°C).
- Pdes : Presión diferencial en el sistema de escape (bar).
- Qref : Caudal de refrigerante (m³/h).

ANEXO A.V.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos diesel

ÍNDICE

1. Objeto.
 2. Responsabilidad de las partes.
 - 2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria.
 - 2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas.
 - 2.3 Intercambio de información y responsabilidades.
 - 2.4 Comité de ensayos.
 3. Codigos y normas de aplicación.
 4. Definición y desglose de los costes de arranque.
 - 4.1 Desglose de coste de arranque.
 5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria.
 6. Condiciones generales de realización de los ensayos.
 - 6.1 Estado de la instalación.
 - 6.2 Condiciones de realización de los ensayos de costes de arranque.
 - 6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico.
 - 6.4 Cálculos.
 7. Documentación general de los ensayos.
 - 7.1 Recolección de muestras.
 - 7.2 Formatos de incidencias.
 - 7.3 Acta de los resultados de la prueba.
 8. Aislamiento del grupo.
 - 8.1 Aislamiento eléctrico.
 - 8.2 Interconexiones mecánicas.
 - 8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.
-
1. Objeto

El objeto del presente documento es establecer el procedimiento general para la realización de los ensayos necesarios conducentes a determinar los parámetros técnicos (a, b, c, a' y b') que intervienen en el cálculo de los costes variables de los Grupos Diesel de los SEIE.

Con anterioridad a la realización de las pruebas, se adaptarán los protocolos de ensayo generales a cada central. Esta adaptación específica para cada unidad objeto de las pruebas (procedimiento particularizado), se confeccionará por la empresa propietaria de la instalación y será revisada y aprobada por el operador del sistema. Las discrepancias que pudieran surgir se resolverán en el Comité de Ensayos, definido en este procedimiento. Sólo en casos puntuales y debidamente justificados la Dirección General de Política Energética y Minas podrá ejercer el arbitraje pertinente, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía.

2. Responsabilidad de las partes

2.1 Responsabilidad de la empresa propietaria

La empresa propietaria deberá encargarse de:

- La aplicación de los procedimientos generales a cada instalación concreta, incluyendo el estudio, identificación y actuación ante las particularidades que pueda presentar cada grupo.
- El reparto justificado de consumos auxiliares y no continuos compartidos por más de un grupo.
- La realización de las pruebas y operar la planta, incluyendo el personal para la realización de las pruebas y recogida de datos.
- La instrumentación y sistema de adquisición de datos para el registro de valores de las pruebas.
- El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.
- La redacción y el envío de la documentación indicada en las secciones 5 y 7.

La empresa propietaria deberá además facilitar las tareas de supervisión durante las pruebas y aportar y justificar la información técnica que se le solicite relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.

2.2 Responsabilidades del supervisor de las pruebas

El supervisor de las pruebas será el responsable de garantizar que las pruebas se realizan con el rigor necesario para que representen fidedignamente el funcionamiento real de la instalación.

La supervisión estará a cargo del operador del sistema, que podrá contar con el apoyo de terceros para realizar esta función. Las terceras partes requeridas por el operador del sistema firmarán un acuerdo que garantice el tratamiento confidencial de la información y documentación manejada relativa a estos procedimientos.

Esta supervisión incluirá:

- La aprobación de la aplicación de los procedimientos generales de las pruebas adaptada a cada grupo.
- La supervisión de las pruebas, con verificación de los puntos más importantes recogidos en los procedimientos y del reparto de auxiliares.
- La realización de comentarios al informe provisional de resultados enviado por la empresa propietaria.
- La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria del informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas.

2.3 Intercambio de información y responsabilidades

En cuanto al intercambio de información entre los sujetos involucrados en los ensayos de rendimiento y coste de arranque y sus responsabilidades asociadas se atenderá a los siguientes puntos:

1. La empresa propietaria enviará con una antelación de siete meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al operador del sistema.
2. El operador del sistema dispondrá de quince días a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada.
3. La empresa propietaria y el operador del sistema dispondrá de un plazo de una semana para consensuar, a través del Comité de Ensayos, el cierre de los comentarios realizados y llegar a acuerdos sobre las posibles discrepancias surgidas en la adaptación de los procedimientos.
4. En los casos puntuales de discrepancias no resueltas en el seno del Comité de Ensayos, sin cuya resolución no es posible llevar a cabo los ensayos, el Comité de Ensayos podrá solicitar a la Dirección General de Política Energética y Minas que ejerza el pertinente arbitraje, previo informe de la Comisión Nacional de la Energía. Para ello, se remitirá un informe justificativo de dichas discrepancias no resueltas. Durante este proceso, se podrá convocar a los miembros del Comité de Ensayos para recabar cuantas aclaraciones se estimen oportunas.
5. La empresa propietaria llevará a cabo las pruebas estipuladas sobre el grupo a ensayar teniendo en cuenta los posibles acopios, calibraciones de instrumentación y otras operaciones necesarias, en base al procedimiento particularizado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del operador del sistema.
6. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al operador del sistema en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo.
7. El operador del sistema remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince (15) días a partir de su recepción.
8. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el operador del sistema, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al operador del sistema. Este acta llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes. Asimismo se incluirá un informe justificativo argumentando las discrepancias y, en su caso, los comentarios realizados por el operador del sistema.
9. El operador del sistema elaborará un informe de supervisión sobre el desarrollo de las pruebas que remitirá a la Dirección General de Política energética y Minas, a la Comisión Nacional de Energía y a la empresa propietaria en el plazo de una semana desde la recepción del acta final de las pruebas. El informe de supervisión deberá contener al menos:
 - Acta final de la prueba con su correspondiente formato de incidencias (en caso que proceda).
 - Cálculo de contraste, siendo éste un cálculo paralelo del rendimiento de cada grupo ensayado para comprobar los resultados finales.
 - Argumentación de los desacuerdos recogidos en las incidencias (en caso de que proceda).
 - Conclusiones.

2.4 Comité de ensayos

A fin de coordinar y gestionar el intercambio de información entre las partes en las diferentes etapas del proceso descrito, así como llegar a acuerdos en las posibles discrepancias y comentarios que pudieran surgir, se constituirá el Comité de Ensayos.

El Comité de Ensayos estará formado por un responsable de cada una de las partes (empresa propietaria y operador del sistema), pudiendo contar con sus equipos de asesores técnicos cuando sea necesario. Dichos responsables serán los encargados de:

- Gestionar el intercambio de documentación e información y distribuirla entre sus respectivas partes.
- Resolver las posibles discrepancias en la adaptación de los procedimientos a cada central.
- Gestionar la agenda de reuniones necesarias para la resolución de comentarios, discrepancias, aclaraciones...
- Firma de las actas de las pruebas.
- Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía.
- Comunicar a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de la Energía las fechas de realización de las pruebas con una antelación mínima de un mes.

El Comité de Ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento particularizado) siendo responsabilidad de la empresa propietaria iniciar el contacto con el operador del sistema.

3. Códigos y normas de aplicación

El presente procedimiento constituye la norma general de aplicación para la realización de ensayos y ulterior tratamiento de resultados, y ha sido preparado teniendo en cuenta lo señalado en los siguientes códigos:

- MINISTERIO DE INDUSTRIA Procedimiento de Ensayos de Consumos Específicos y Costes de Arranque en grupos diesel y turbinas de gas (1987).
- ANSI/ASME PTC 17 Reciprocating Internal-Combustion Engines.
- ANSI/ASME PTC 19 Instruments and Apparatus.
- ANSI/ASME PTC 46 Performance Test Code on Overall Plant Performance.
- ISO 3046-1: 2002 (E) Reciprocating Internal Combustion Engines-Performance. Part 1: Declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods.
- ISO 8528-1: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 1: Application, ratings and performance.
- ISO 8528-5: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 5: Generating sets.

Estos códigos, junto con los que se detallan a continuación, serán utilizados como bibliografía de consulta para resolver dudas de aplicación que pudiesen surgir en la realización de los ensayos:

- ISO 8528-2: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 2: Engines.
- ISO 8528-3: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 3: Alternating current generators for generating sets.
- ISO 8528-4: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 4: Controlgear and switchgear.
- ISO 8528-6: 2005 (E) Reciprocating Internal Combustion Engine driven alternating current generating sets. Part 6: test methods.
- ANSI/ASME PTC 1 General Instructions.
- ANSI/ASME PTC 2 Definitions and Values.
- ANSI/ASME PTC 19.1 Test Uncertainty.
- ANSI/ASME PTC 19.2 Pressure Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.3 Temperature Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.5 Flow Measurement.
- ANSI/ASME PTC 19.6 Electrical Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.7 Measurement of Shaft Power.
- ASME PTC 19.8 Measurement of Indicated Power.
- ANSI/ASME PTC 19.10 Flue and Exhaust Gas Analyses.
- ANSI/ASME PTC 19.12 Measurement of Time.
- ANSI/ASME PTC 19.13 Measurement of Rotary Speed.
- ANSI/ASME PTC 19.14 Linear Measurements.
- ANSI/ASME PTC 19.16 Density Determinations of Solids and Liquids.

4. Definición y desglose de los costes de arranque

Se consideran los estados básicos en los que se puede encontrar un grupo térmico durante el funcionamiento, cuya definición es la siguiente:

- Carga Mínima.

Se entiende por Carga Mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política Energética y Minas y utilizado por el grupo a prueba para su inclusión en el despacho de generación. Este valor será recogido en los procedimientos particularizados adaptados para cada planta.

- Estado de Marcha.

Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es igual o superior a la carga mínima.

- Estado de Paro.

Se define este estado como aquel en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a Carga Mínima del grupo.

- Estado de Reserva Caliente.

Se define este estado como aquella situación en que un grupo desacoplado de la red mantiene las condiciones térmicas del ciclo agua-vapor (temperatura mínima de metal de la turbina de vapor) mediante el aporte del calor necesario, con el fin de minimizar su tiempo de arranque.

- Estado de Embotellamiento.

Se define este estado como la condición que adopta un grupo, tanto en lado vapor como en el lado gases, para minimizar las pérdidas térmicas después de una parada del mismo. La posibilidad de embotellamiento total (agua-vapor y gases) o parcial (agua-vapor) será verificada previamente a la realización de las pruebas para cada unidad.

- Arranque.

Se define como "arranque" de un grupo térmico al proceso de pasar de un estado de marcha en condiciones de Carga Mínima, a otro también de Carga Mínima, pasando por el estado de paro y desacople de la red.

El arranque del grupo térmico comprende las dos secuencias de operación siguientes:

- Proceso de Parada.

Comprenderá la parte del arranque entre el estado inicial de Carga Mínima, la bajada de carga, parada y desacople de la red y el comienzo de la primera maniobra para volver a poner en carga el grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.

- Proceso de Puesta en Carga.

Comprenderá la parte del arranque desde el final del proceso de parada con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la Carga Mínima del grupo.

En relación con los procesos anteriores se definen los tiempos y costes siguientes:

- Tiempo de Arranque.

Se define como la duración en horas de un proceso de arranque completo; suma de los tiempos de Parada y de Puesta en Carga.

- Tiempo de Parada.

Se define como el tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a Carga Mínima y se inició un Proceso de Arranque hasta que se ordena comenzar un Proceso de Puesta en Carga.

- Tiempo de Puesta en Carga.

Se define como el tiempo transcurrido desde que se da la orden de comenzar un proceso de Puesta en Carga hasta que se alcanza la Carga Mínima.

- Coste de Arranque.

Se define como coste de un arranque la suma de todos los costes producidos en este proceso.

Se considera la Carga Mínima como carga de referencia para las situaciones inicial y final del proceso de arranque, tal y como ya ha sido definido.

- Coste de Puesta en Carga.

Se define como coste de puesta en carga el incurrido durante dicho proceso

4.1 Desglose de coste de arranque

La situación de arranque de un grupo termoeléctrico significa a efectos de coste las siguientes etapas diferenciadas:

Etapa 1: Corresponde a la situación de bajada de carga del grupo desde Carga Mínima hasta el desacople de la unidad.

Etapa 2: Corresponde al periodo comprendido entre desacople de la unidad y el inicio de la etapa siguiente.

Etapa 3: Incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acople de la unidad.

Etapa 4: Corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la Carga Mínima.

En cada una de las etapas reseñadas, que definen la situación de un arranque normal, se producen los siguientes costes diferenciados a analizar en los presentes procedimientos:

Etapa 1: En esta etapa los costes se refieren a dos tipos de energía:

La primera corresponde al consumo de combustible, desde el inicio de bajada de carga a partir de la Carga Mínima hasta el desacoplamiento de la unidad.

La segunda se refiere a la diferencia entre la energía eléctrica vertida a la red y la consumida en servicios auxiliares tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del Consumo Específico Neto a Carga Mínima.

Etapa 2: El coste se integra por los dos tipos de energía siguientes:

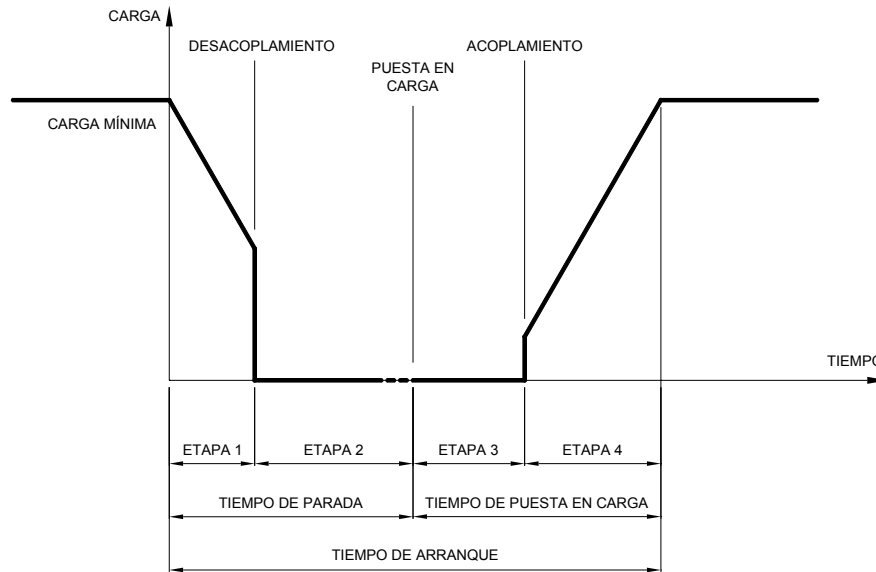
Energía calorífica suministrada por el combustible durante la Etapa.

Energía eléctrica suministrada por el exterior y valorada en su equivalente calorífico al Consumo Específico Neto a la Carga Mínima.

Etapa 3: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 2.

Etapa 4: Se contabilizarán los mismos conceptos que en la Etapa 1.

La evaluación de los parámetros que se han definido anteriormente, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque vienen establecidos en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al operador del sistema las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este documento. Con el envío al operador del sistema de los procedimientos particularizados se incluirá al menos:

- Objeto, identificación y breve descripción de la instalación sometida a pruebas.
- Declaración de cargas mínima y máxima del grupo y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos los puntos de medición y toma de muestras. Listado clasificado de medidas y posibles medidas adicionales necesarias.
- Particularizaciones (en los casos que proceda por configuración singular de la central) de la formulación del procedimiento general para la instalación particular. Deberá respetarse la nomenclatura del procedimiento general.
- Verificación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y hojas de datos de los instrumentos para tomar medidas primarias.
- Documentación que acredita el cumplimiento de los requisitos de calibración recogidos en la sección 4 del *Anexo A.V.3: Procedimiento específico de medida y toma de muestras en grupos diesel*.
- Lista de válvulas para aislamiento efectivo de la instalación. Posición de las válvulas en los sistemas principales durante la prueba. Posición de los interruptores en el diagrama unifilar durante la prueba.
- Criterios de reparto y factor de utilización a efectos de cálculo de consumo específico de auxiliares y servicios comunes.

- Resumen de la secuencia de parada y arranque para los ensayos de arranque programados.
- Información técnica relativa a los materiales y consumibles ligados al funcionamiento directo del grupo y a sus arranques, necesaria para el cálculo de los parámetros de despacho técnico.
- Valores finales justificados con registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran.

Adicionalmente a lo anterior, se remitirá anexada la documentación siguiente:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación "as built") siguientes:
 - Sistema de refrigeración.
 - Aire-gases.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilar.
- b) Balances térmicos del grupo a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100% de carga).
- c) Curvas, suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico y potencia generada debido a todos los efectos.
- d) Hojas de datos de funcionamiento del motor.
- e) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. Serie histórica de datos día a día de temperatura seca media, mínima y máxima, humedad relativa media, mínima y máxima y velocidad del viento media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán tomar de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.
- f) Registro de consumos específicos históricos del grupo, a diferentes cargas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de la pruebas.
- g) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.
- h) Hojas de datos de los elementos primarios de medida de caudal que intervengan en las pruebas.
- i) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.
- j) Curva de emisiones del motor en función de la carga.
- k) Manuales de operación y secuencias de arranque.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones:

- a) Listas de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.

- c) Hojas de datos de mantenimiento de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- e) Otros datos explícitamente solicitados en este documento.

Adicionalmente, el Comité de Ensayos discutirá en función de las medidas de contraste secundarias la necesidad de planos de dimensiones específicos de:

- Tanque de recogida de retornos de gasoil.
- Croquis de dimensiones de los conductos de salida de gases.
- Croquis de dimensiones de los conductos de refrigerante.

Si alguna de la documentación citada en este apartado se considerase necesaria y no estuviera disponible, deberá ponerse en conocimiento del Comité de Ensayos para buscar procedimientos alternativos que compensen su falta.

6. Condiciones generales de realización de los ensayos

Para la realización de las pruebas se verificará, mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el operador del sistema considere necesarias para el cumplimiento de este procedimiento, que la instalación opera en condiciones adecuadas, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y coste de arranque.

6.1 Estado de la instalación

La instalación sometida a pruebas deberá encontrarse en condiciones de conservación adecuadas para la operación, lo cual incluirá el cumplimiento con el programa de mantenimiento definido para la instalación.

Si de las pruebas se derivan valores de los parámetros de consumo específico y costes de arranque que superen a los históricos en más de un 10%, el operador del sistema, como supervisor de las pruebas, podrá solicitar justificación por ello reflejándose en el acta de la prueba.

Se deberá verificar el estado de los siguientes puntos:

6.1.1 Estado del circuito de toma de aire

El estado del grupo diesel y de las tomas de aire se comprobará mediante, al menos, las siguientes acciones:

- Verificar que la caída de presión en los filtros de la toma de aire está dentro de los valores de diseño.
- Verificar, mediante los diarios y registros de mantenimiento, que se ha realizado la limpieza o sustitución de los elementos del filtro de aire.

6.1.2 Estado del resto de los equipos principales

Por su repercusión en los resultados, se verificará además el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante al menos de los siguientes equipos:

- Radiadores de refrigeración.
- Bombas de refrigeración y del circuito de aceite (si aplica).

6.2 Condiciones de realización de los ensayos de costes de arranque

Los ensayos de arranque serán tres (3) y se realizarán para tiempos totales de ensayo de dos (2) ocho (8) y veinticuatro (24) horas, aproximadamente. No obstante estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular. La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

Se realizará al menos un (1) ensayo de arranque para cada tiempo especificado.

El proceso de arranque deberá realizarse según la secuencia habitual que lleve a cabo la instalación, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación del grupo.

6.3 Condiciones de realización de los ensayos de consumo específico

Los ensayos de consumo específico tienen como objeto determinar el consumo específico neto de cada grupo en las condiciones en que se realice el ensayo, así como la corrección de este consumo específico a unas condiciones de referencia previamente definidas. Estas condiciones de referencia serán las condiciones medias del emplazamiento y se determinarán a partir del tratamiento estadístico de los registros históricos y de los datos recogidos en los distintos grupos objeto de las pruebas.

Las condiciones para la realización de los ensayos se detallan a continuación:

- Los ensayos de consumo específico se realizarán a tres cargas operacionales del grupo: 100%, Carga Intermedia y Carga Mínima. La carga intermedia se establecerá en torno al 75% de la Carga Máxima. Se realizarán al menos dos (2) ensayos de consumo específico a cada carga especificada.
- La empresa propietaria debe aportar los datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán coincidir con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de Energía. La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia de la sala de control durante la prueba y se comprobará que la oscilación de la potencia respecto de la media es inferior al 3%. En casos excepcionales podrá permitirse una oscilación hasta del 5%.
- No se podrá realizar consecutivamente dos ensayos a la misma carga.
- Las potencias de los ensayos no podrán diferir de la carga especificada para la prueba más de un 5%.
- Las condiciones de realización del ensayo serán tan próximas como sea posible a las de referencia (condiciones medias del emplazamiento), para reducir al mínimo los factores de corrección. En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección. El combustible utilizado durante los ensayos será el que se establezca por medio de Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se realizarán las pruebas de rendimiento. Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones del foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.
- Los ensayos deberán realizarse con una generación de potencia reactiva y un factor de potencia que fijará el operador del sistema y estará basado en el factor de potencia habitual de trabajo del grupo: el valor medio registrado en el último año de operación. En caso de que fuese imposible fijar este factor, las pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua. El factor de potencia de dos ensayos a la misma carga no podrá variar más de un 5%.

- Los parámetros de operación de los grupos sometidos a pruebas, deberán ajustarse a dichas condiciones de operación normal recogidas registros históricos, hojas de funcionamiento etc. durante los ensayos. Las posibles excepciones serán debidamente identificadas, justificadas e incluidas en los procedimientos particularizados.
- Las series de datos de las variables recogidas deberán estar dentro de los rangos de fluctuaciones indicados en la siguiente tabla.

Parámetro	Variación respecto a la media
Potencia eléctrica de salida	$\pm 3\%$, excepcionalmente $\pm 5\%$
Factor de potencia	$\pm 2\%$
Velocidad de rotación	$\pm 1\%$
Presión barométrica	$\pm 0,33\%$
Temperatura de aire en toma de entrada	$\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$
Poder calorífico	$\pm 0,5\%$
Flujo de combustible	$\pm 1.3\%$
Temperatura de combustible	$\pm 3\text{ }^{\circ}\text{C}$
Temperatura de gases de escape	$\pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$
Contrapresión de escape en el motor	$\pm 0,33\%$
Presión absoluta del aire a la entrada al motor	$\pm 0,5\%$
Temperatura de salida del refrigerante	$\pm 2,5\text{ }^{\circ}\text{C}$

- El modo de operación del grupo durante cada ensayo será el habitual del mismo.
- La posición de las válvulas de aislamiento será la adecuada para una correcta explotación de la instalación y, en todo caso deberán estar de acuerdo con las instrucciones del fabricante de los equipos y las normas y recomendaciones que sean de aplicación. Se inspeccionará cuidadosamente este aspecto.
- El grupo deberá aislarse de otros que hubiera en la misma central.

- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque de cualquier equipo ajeno a la operación normal en carga del grupo.
- Cada uno de los dos ensayos que se realizarán en cada nivel de carga seleccionado tendrá una duración de dos (2) horas.
- La frecuencia de lecturas para variables primarias y secundarias será de 1 minuto para las recogidas mediante el sistema de control. Cuando sea necesario tomar medidas manuales se establece una frecuencia de toma de datos de 5 minutos para variables primarias de clase 1 (excepto el caudal de agua de alimentación que será de 3 minutos) y de 10 minutos para las variables primarias de clase 2 y variables secundarias. El registro de las medidas de niveles de tanques y de energía activa y reactiva sólo será necesario realizarlo al principio y al final del ensayo.
- Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*.
- Aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas, de acuerdo a la tabla anterior, de los parámetros operacionales serán rechazadas. Con el fin de limitar estos rechazos al mínimo se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo a un ensayo.
- El periodo de estabilización concluye cuando se alcanza la estabilidad según se indica en la tabla de variación respecto a la media de los parámetros de funcionamiento y dicha estabilidad se mantiene durante una (1) hora. Para este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.

6.4 Cálculos

La evaluación de los parámetros objeto de este procedimiento de prueba, así como sus tratamientos para la obtención del coste de arranque, se han desarrollado en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*.

7. Documentación general de los ensayos

de toda la documentación generada en la recogida de datos durante el ensayo, sea en formato electrónico o sobre papel, se harán dos copias que llevarán su respectiva identificación. una de ellas será entregada al supervisor de las pruebas y la otra al titular de la instalación. cada una de estas partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de carbón, escorias y cenizas. Esta recogida se realizará de acuerdo con el procedimiento establecido.

Una vez realizado el acopio de las muestras, se seleccionarán tres muestras de cada componente muestreado y se introducirán en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el operador del sistema, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario.

7.2 Formatos de incidencias

Cualquier incidencia durante la realización de los ensayos o de su posterior tratamiento será recogida en los correspondientes formatos de incidencias.

7.3 Acta de los resultados de la prueba

El acta de resultados de la prueba incorporará el siguiente contenido:

- Resumen o Sumario de la Prueba, dando información general sobre la planta, objeto de la prueba, fecha y duración de ésta, resumen de los resultados principales y cualquier incidencia o desviación con respecto al procedimiento aprobado, que se haya acordado entre las partes en el momento de realizar los ensayos.
- Introducción, incluyendo información adicional de carácter general que no se haya incluido en el Sumario. Esta información general se referirá a:
 1. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.
 2. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.
 3. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
 4. Condiciones particulares que se hayan acordado entre las partes para la realización de la prueba, que por su extensión no se hayan recogido en el Sumario.
 5. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
 6. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.
- Cálculos y Resultados basados en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*, adaptado para cada central. Además se incluirá cualquier otro cálculo especial que haya sido necesario realizar para la obtención de los resultados. Este apartado deberá incluir también la comparación de repetibilidad de las series de ensayos que se llevan a cabo para cada prueba.
- Instrumentación de la prueba, incluyendo la siguiente información:
 1. Lista general de instrumentos usados, indicando tipo y modelo.
 2. Descripción de la localización de los instrumentos.
 3. Descripción de los medios usados para la toma de datos de medida en cada localización.
 4. Identificación de los instrumentos usados como referencia.
 5. Descripción general del sistema de adquisición de datos utilizado.
 6. Hojas de los resultados de la calibración de los instrumentos utilizados y certificados de calibración de los mismos.
- Conclusiones, con una discusión más detallada que pudieran presentar algunos resultados de los ensayos realizados, incluyendo también posibles cambios en el Procedimiento General de Prueba, entendido como lecciones aprendidas para otras pruebas posteriores en otras plantas.
- Formatos de incidencias y/o discrepancias.

Anexos tales como hojas de datos de equipos principales, curvas o factores de corrección utilizados, copia de los registros de medidas, resultados de los análisis de combustible en laboratorio, etc.

8. Aislamiento del grupo

8.1 Aislamiento eléctrico

Con el fin de poder determinar los consumos eléctricos en auxiliares del grupo ensayado las alimentaciones a las barras de servicios eléctricos auxiliares se dispondrán de tal manera que siempre sea posible determinar, mediante los correspondientes contadores de energía, el consumo de cada grupo.

En caso de no poder realizarse lo anterior, se llevará a cabo un reparto ponderado por potencia generada entre los grupos que tengan servicios auxiliares comunes.

8.2 Interconexiones mecánicas

Aquellas interconexiones mecánicas existentes entre grupos para arranques serán identificadas. Los intercambios entre grupos durante los arranques serán cuantificados y cargados al grupo que se arranca.

Durante los ensayos de consumo específico no se permitirá la interconexión entre diversos grupos. Si existiesen dichas interconexiones y, por lo tanto, equipos comunes, se establecerá un procedimiento especial, tanto para su funcionamiento como para la asignación de la potencia eléctrica consumida en caso de que la hubiese.

Además de aquellas interconexiones que se señalen en cada caso particular, se pondrá especial cuidado en aislar los siguientes sistemas de cada grupo:

- Agua de servicios.
- Combustible.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación

Durante cada ensayo se mantendrá aislada la aportación de fuel desde los tanques de almacenamiento al tanque diario o de retornos del grupo que se ensaya a los tanques de almacenamiento.

La aportación de agua al ciclo se mantendrá en operación durante todo el tiempo que dure cada ensayo. Sin embargo el tanque de reserva de condensado se aislará fehacientemente de la aportación de agua desmineralizada.

ANEXO A.V.3

Procedimiento específico de medida y toma de muestras en grupos diesel

ÍNDICE

1. Objeto.
2. Procedimientos de medida.
 - 2.1 Clasificación de variables.
 - 2.2 Redundancia.
 - 2.3 Recogida de datos.
 - 2.4 Comprobación de la instrumentación.
 - 2.5 Requisitos básicos de instrumentación.
3. Procedimiento para la toma de muestras.
 - 3.1 Toma de muestras de combustible.
 - 3.2 Variables fundamentales de cálculo.
4. Calibración de los instrumentos.
 - 4.1 Instrumentos exentos de calibración.
 - 4.2 Requisitos de calibración.
 - 4.3 Instrumentación de calibración.

1. Objeto

El objeto de este documento es fijar el método utilizado para la toma de medidas, con el fin de obtener los datos necesarios para realizar los cálculos expuestos en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*.

Como criterio general con el fin de reducir costes y facilitar el proceso, siempre que la instrumentación de la planta objeto de las pruebas cumpla con los requisitos de precisión necesarios será ésta la empleada en la toma de medidas. Las condiciones que se requieren de la instrumentación están recogidas en la sección 2 de este documento. En caso de que la instrumentación de la planta no cumpla los requisitos adecuados o no se disponga de alguna instrumentación, deberá preverse la instrumentación adicional e instalarse en los puntos necesarios previamente a la realización de los ensayos.

2. Procedimientos de medida

2.1 Clasificación de variables

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir diferentes especificaciones según pertenezca a cada uno de los siguientes grupos recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46:

- Variables primarias: Son variables empleadas en los cálculos. Se dividen en variables primarias de clase 1 y variables primarias de clase 2. Las variables primarias de clase 1 son aquellas que tienen un coeficiente de sensibilidad relativa mayor o igual de 0,2. Las variables primarias de clase 2 tienen un coeficiente de sensibilidad relativa menor de 0,2. El coeficiente de sensibilidad de una variable indica la variación del resultado del ensayo respecto a un incremento unitario de esa variable. La definición matemática del coeficiente de sensibilidad relativo se encuentra en ANSI/ASME PTC 19.1.

- Variables secundarias: Se trata de variables que no intervienen en los cálculos y se procede a su medida sólo para verificar (en los casos que proceda) que se encuentran en un rango que no invalida las condiciones de realización de las pruebas. Para estas variables no se fijan requisitos especiales de sensibilidad, salvo que se especifique lo contrario. Sin embargo se requerirá verificación de la salida del instrumento previa a la prueba. Esta verificación podrá ser mediante calibración en planta. La calibración no será obligatoria si se dispone de instrumentación de contraste.

2.2 Redundancia

Se entiende por medidas redundantes aquellas que son equivalentes y disponen de la calidad suficiente, aunque los equipos de medida tengan diferente localización.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2. No se requiere instrumentación redundante en instrumentos medidores de flujo y de medida eléctrica.

La redundancia debe ser realizada mediante instrumentos situados en la misma ubicación, aceptándose otra diferente si la variable que se está evaluando es conservativa. Si existe instrumentación local en la ubicación, ésta podrá utilizarse para comprobar el correcto funcionamiento de los instrumentos utilizados.

No obstante, para variables primarias de clase 2, podrán hacerse las excepciones debidamente justificadas por excesivo coste o dificultad técnica al requisito de redundancia para cada planta particular, que se deberán recoger en los procedimientos particularizados.

2.3 Recogida de datos

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central. Sólo para variables en que no se disponga de ningún sistema automatizado de registro de datos se procedería a la toma de datos manual, siempre que se cumplan todos los requisitos necesarios de precisión, redundancia y frecuencia de lecturas registradas. Los instrumentos locales también podrán ser utilizados para comprobar el correcto funcionamiento del sistema de recogida de datos del sistema de control.

Para la recogida de datos desde el Sistema de Control Distribuido (en caso de existir) se establecerán las frecuencias de recogida de valores especificadas y se eliminará la tolerancia de filtrado que hace al sistema de control ignorar el cambio en el valor de la lectura si la variación respecto al anterior registro es inferior a una cantidad (esta cantidad deberá a ser nula o al menos 4 órdenes de magnitud inferior a la medida a fin de no influir en los resultados).

Los valores finales suministrados deberán ser valores promedio corregidos (en los casos que proceda) por calibración de instrumentos, corrección del cero, presión barométrica, temperatura ambiente, etc. (en unidades de ingeniería). Para variables primarias, se remitirá la señal primaria del instrumento, realizándose posteriormente la transformación y cálculos necesarios. Para estas variables primarias también podría aceptarse la medida en unidades de ingeniería corregida por el sistema de control, sólo en caso de que se verifique que todos los cálculos intermedios y mecanismos de transformación de señal son rigurosos de acuerdo a lo recogido en los diferentes códigos ANSI/ASME PTC 19 relativos a la medida de temperatura, caudal y presión.

2.4 Comprobación de la instrumentación

Antes del comienzo de las pruebas se comprobará el correcto funcionamiento e instalación de los instrumentos que se usen en las mismas.

La Central dispondrá y facilitará la documentación correspondiente para la comprobación de la calibración de los elementos de medida, presión, temperatura, caudal y nivel, así como para realizar las correcciones necesarias. También facilitará los instrumentos necesarios para la medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación

Como norma general, si no se especifica lo contrario, cuando se defina una incertidumbre máxima para la determinación de una variable, ésta incluirá tanto la incertidumbre del instrumento propiamente dicha como la del sistema de acondicionamiento de señal, de forma que la combinación de ambas incertidumbres (instrumento sensor y equipo acondicionador de señal) ha de ser menor que el valor especificado.

2.5.1 Medidas de Presión

Las medidas de presión se harán preferiblemente por medio de transmisores que cumplan los requisitos que se establecen en los puntos siguientes.

El registro de medidas de presión recomendado es mediante instrumentos electrónicos. Todos los cables de estos equipos deben ser puestos a tierra con el fin de derivar cualquier corriente inducida desde equipos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales como manómetros o balanzas de pesos muertos, siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.1.1 Requerimientos de precisión

Las variables primarias de clase 1 serán medidas con transmisores de presión con una incertidumbre máxima de 0,3% en el rango de calibración. Estos transmisores de presión deberán ser compensados por temperatura. Si tal compensación no es posible, la temperatura ambiente en la localización de la medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración para determinar si la disminución de la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 deberán ser medidas con transmisores de presión de 0,5% de incertidumbre máxima en el rango de calibración. Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

2.5.1.2 Tipos de transmisores de presión

Se recogen tres tipos de transmisores de presión:

- Transmisores de presión absoluta.
- Transmisores de presión manométrica.
- Transmisores de presión diferencial.

Transmisores de presión absoluta

Los transmisores de presión absoluta miden la presión referenciada al cero absoluto de presión. Deberán ser usados para medir presiones cuyo valor sea igual o inferior a la presión atmosférica. Estos instrumentos también podrán ser usados para medir presiones superiores a la atmosférica.

Transmisores de presión manométrica

Los medidores de presión manométrica sólo serán utilizados para medir presiones cuyo valor sea superior a la atmosférica. La presión atmosférica de referencia será medida mediante un transmisor de presión absoluta.

Transmisores de presión diferencial

Estos dispositivos son utilizados donde el flujo es determinado mediante una medida de presión diferencial.

2.5.2 Medidas de Temperatura

Las medidas de temperatura se harán preferiblemente por medio de transmisores de temperatura que cumplan los requisitos que se establecen a continuación.

El registro de medidas de temperatura recomendado es mediante procedimientos electrónicos. Todos los cables de señal de la instrumentación deberán ser puestos a tierra para derivar cualquier corriente inducida por instrumentos eléctricos cercanos. También podrían utilizarse otros instrumentos manuales siempre que se satisfagan los requerimientos de precisión, redundancia y frecuencia de medidas registradas.

2.5.2.1 Precisión

Todos los instrumentos utilizados en la medida de variables primarias de clase 1 deben tener una incertidumbre no superior a 0,25 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre no superior a 0,5°C para temperaturas de más de 90°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no superior a 1.5 °C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre no superior a 2,5°C.

2.5.2.2 Dispositivos medidores de temperatura

- Termómetros.
- Termopares.
- Termorresistencias.

Termómetros

El uso de termómetros queda restringido a aquellas medidas cuyo número de lecturas y su frecuencia sea reducida. Deberán ser usados a la misma profundidad de inmersión que la usada en la calibración, o aplicar la corrección recogida a este respecto en el código ANSI/ASME PTC 19.3.

Termopares

Los termopares serán utilizados para medir la temperatura de cualquier fluido por encima de 90 °C. La máxima temperatura dependerá del tipo de termopar y del material del revestimiento utilizado.

Para rangos de temperaturas entre 90 °C y 760 °C se recomiendan termopares tipo E. Si la temperatura se encuentra entre 760 °C y 1350 °C se recomiendan termopares tipo K. No obstante se permitirá el uso de cualquier dispositivo que cumpla los requerimientos de precisión y calibración solicitados.

Los termopares para medidas primarias de clase 1 deberán tener una unión fría de referencia a 0 °C o a temperatura ambiente si la unión está bien aislada y el dispositivo de medida de referencia calibrado. El punto de referencia de hielo podrá ser un baño de hielo agitado o un baño de hielo calibrado electrónicamente.

Los termopares usados en medidas primarias de clase 2 pueden tener uniones en los hilos de medida. La unión de dos hilos de medida deberá ser mantenida a la misma temperatura. La unión fría estará a la temperatura ambiente, no obstante, la temperatura ambiente será registrada y la medida se compensará por cambios en la temperatura de la unión fría.

Termorresistencias

Las termorresistencias podrán ser usadas para medir temperatura hasta la máxima temperatura recomendada por el fabricante (típicamente alrededor de 650 °C).

2.5.2.3 Indicaciones para algunas mediciones

Medida de temperatura de un fluido en una línea o vasija

La medida de la temperatura de un fluido en el interior de una línea o vasija (sometida a presión) se llevará a cabo mediante la instalación de un pocillo de temperatura. El pocillo deberá estar dimensionado de forma adecuada para garantizar la no interferencia entre el dispositivo de medida y el pocillo.

Como alternativa a la medida mediante el uso de pocillo de temperatura, si el fluido está a una presión suficientemente baja (entre 0,5 y 1,5 bara), el dispositivo medidor puede ser instalado directamente.

2.5.3 Medidas de Caudal

Todas las medidas de caudal que a continuación se detallan deberán observar, en la medida de lo posible, las directrices recogidas en el código ANSI/ASME PTC 19.5 (2004) o en sus revisiones posteriores respecto a las distancias de tubería recta aguas arriba y abajo necesarias para una correcta medición de caudal.

2.5.3.1 Medidas de caudal de combustible líquido

El combustible líquido será medido utilizando medidores de flujo que hayan sido calibrados en todo el rango del número de Reynolds esperado durante el ensayo. Para las medidas de flujo, la temperatura del combustible debe ser determinada con precisión para calcular el caudal correctamente. Otros medidores de caudal serán aceptados siempre que pueda ser alcanzado un error de la medida del 0,7% o inferior (se aconseja un valor del 0,5%). Esta recomendación será obligatoria si se está evaluando el consumo específico de forma directa (mediante medida de combustible y potencia vertida a la red). Estos requisitos sólo afectan a variables primarias.

Para las pruebas de arranque, también se podrá determinar el caudal de combustible líquido por aforo en los tanques.

2.5.3.1.1 Medidores de flujo de desplazamiento positivo

Este tipo de medidores irá sin compensación de temperatura. Los efectos de la temperatura en el fluido pueden ser tenidos en cuenta calculando el flujo másico basado en la densidad específica, según la siguiente formulación:

$$qmh = 999,015 \cdot 60 \cdot qv \cdot (sg)$$

Donde:

qmh : Caudal másico (kg/h).

qv : Caudal volumétrico (m³/min).

sg : Densidad específica (adimensional).

60 : Minutos por hora.

999,015 : Densidad del agua a 15,5 °C (kg/ m³).

El análisis del combustible debe ser llevado a cabo sobre muestras tomadas durante las pruebas. El Poder Calorífico Superior e Inferior, así como la densidad específica, deberá determinarse a partir de dichos ensayos. La densidad específica se determinará

a tres temperaturas, cubriendo el rango de temperaturas medidas durante el ensayo. La densidad específica del fluido a la temperatura de trabajo será determinada por interpolación.

2.5.4 Medidas de generación eléctrica

Las medidas eléctricas en puntos frontera se realizarán con los equipos de medida instalados que cumplirán con el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM) y sus instrucciones técnicas complementarias (ITC)

Si fuese necesario realizar alguna medida eléctrica en algún punto donde no se encuentren instalados equipos que cumplan el RPM, dicha medida se llevará a cabo según uno de los esquemas de medidas de instalaciones polifásicas recogidas en el código ANSI/ASME PTC 46 mediante la conexión de los pertinentes medidores de potencia y/o energía activa y/o reactiva a los transformadores de tensión e intensidad instalados a tal efecto. A continuación se procede a recoger los requerimientos de cada instrumento particular para esta circunstancia:

2.5.4.1 Medidores de potencia activa (vatímetros)

Los vatímetros serán utilizados para registrar las medidas de potencia activa instantáneas.

Los vatímetros empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia activa deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos superiores al minuto.

2.5.4.2 Medidores de energía activa

Estos medidores serán utilizados para registrar la energía activa durante la realización de los ensayos.

Los medidores de energía activa empleados en la medición de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre inferior al 0,2% en sus lecturas. Para las medidas de variables primarias de clase 2 se utilizarán instrumentos con una incertidumbre menor al 0,5%. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.3 Medidores de potencia reactiva (varímetro)

Estos medidores serán empleados para registrar medidas de potencia reactiva instantánea.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en la lectura. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias. La potencia reactiva deberá ser medida con una frecuencia suficiente como para alcanzar una exactitud aceptable. Se aconseja no efectuar mediciones en intervalos superiores al minuto.

2.5.4.4 Medidores de energía reactiva

Estos medidores serán empleados para registrar la potencia reactiva durante la realización de los ensayos.

Para la medición de variables primarias tanto de clase 1 como de clase 2 se requiere una incertidumbre inferior al 0,5% en sus lecturas. No se establecen requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

2.5.4.5 Transformadores de tensión

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.4.6 Transformadores de intensidad

Para la medida de variables primarias sean de la clase 1 o de la clase 2 se deberán utilizar equipos con una incertidumbre inferior al 0,3%. En el caso de variables primarias de clase 1 el transformador, debe haber sido calibrado en su ratio de espiras y su ángulo de fase y operado dentro de su rango de carga de diseño.

2.5.5 Medidas de Nivel

Las mediciones de nivel se llevarán a cabo preferiblemente mediante los transmisores de nivel existentes en la planta, debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos podrán ser del tipo magnético local o similar también con una precisión del rango de calibración de 0,5% para medidas primarias aunque se recomienda una precisión superior al 0,25%.

2.5.6 Medida de la humedad

La medida de humedad será obtenida con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima del 2%. La humedad absoluta se determinará por cálculo a partir de las temperaturas seca y de la temperatura de bulbo húmedo o humedad relativa.

2.5.7 Medidas de tiempo

Para medidas primarias que necesiten un cómputo de tiempo (ejemplo potencia medida a través de pulsos de energía o vueltas en un contador de energía) se utilizarán sistemas con una precisión mayor a 0.5 segundos en una hora.

No se establecen requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de combustible

Se tomarán (3) muestras de combustible, al principio, en la parte central y al final del ensayo, procedentes del tanque de alimentación. Se verificará que en todo momento el combustible procede de esa única fuente. Al término de la prueba las tres muestras se mezclarán en un único recipiente del cual una vez homogeneizado se tomarán tres (3) porciones, las cuales se lacrarán. Se entregará una al laboratorio de análisis, quedando la segunda y tercera en la central para contraste en caso necesario. Las muestras para contraste se guardarán en la central, hasta que la Dirección General de Política Energética y Minas resuelva la aprobación de los resultados.

Para las pruebas de arranque podrá utilizarse el análisis de combustible efectuado en las pruebas de rendimiento siempre que haya certeza de que se trata exactamente del mismo combustible, sin que haya sido de nuevo rellenado el tanque de almacenamiento, en caso contrario se tomará una nueva muestra.

El análisis de las muestras de combustible, en la medida de lo posible, deberá llevarse a cabo de acuerdo con los métodos y la incertidumbre marcados en el ANSI/ASME PTC 22 capítulo 4 (u otros métodos de precisión equivalente). En cualquier caso el Poder Calorífico deberá determinarse con una incertidumbre máxima del 0,4%. El análisis del combustible debe comprender:

- Densidad a 15 °C, 25 °C y 40 °C.
- Poder Calorífico Superior e Inferior.
- Composición química elemental.

Todos los requisitos especificados aplican también a la toma de muestras de combustibles auxiliares.

3.2 Variables fundamentales de cálculo

Se puede encontrar un listado general de variables en el *Anexo A.V.1: Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos diesel*.

4. Calibración de los instrumentos

4.1 Instrumentos exentos de calibración

Se podrá eximir de calibración previa al ensayo a un instrumento siempre que el propietario pueda acreditar un certificado de calibración que garantice que la incertidumbre máxima del instrumento a fecha de realización de la prueba cumple con los requisitos especificados.

Las características del instrumento deberán estar garantizadas en el momento de realización del ensayo, mediante el valor de incertidumbre del instrumento en función del tiempo (*stability/estabilidad*) y no a través de la incertidumbre justo después de realizarse la calibración (*precision/accuracy*).

La deriva (pérdida de precisión) del instrumento se considerará que evoluciona de forma lineal entre el valor justo después de la calibración y el valor de incertidumbre para el tiempo de garantía máximo.

No se permitirán extrapolaciones de valores de incertidumbre una vez sobrepasado el tiempo garantizado de estabilidad. Si este tiempo ha sido sobrepasado y/o el instrumento no dispone de valor de incertidumbre garantizado en función del tiempo, el instrumento deberá someterse a calibración.

En aquellos instrumentos que pueden alterar el rango una vez que el instrumento está instalado, en el caso de que se modifique el rango de calibración para la prueba, el instrumento no estará eximido de calibración aunque contará con un certificado de garantía vigente.

4.2 Requisitos de calibración

Toda la instrumentación que se utilice durante los ensayos para la medida de variables primarias deberá disponer de un certificado de calibración en vigor emitido por un laboratorio de calibración independiente debidamente acreditado. En casos debidamente justificados, previa aprobación por el Comité de Ensayos, se podrá permitir la calibración interna de la instrumentación que se utilice para la medida de variables primarias.

En estos casos, la calibración interna de la instrumentación se realizará con patrones que cuenten con su correspondiente certificado emitido por un laboratorio acreditado. El procedimiento de calibración empleado deberá contar con un dictamen, elaborado por un laboratorio acreditado, en cuanto a su adecuación a la normativa vigente.

Los instrumentos de variables secundarias podrán ser calibrados según el procedimiento interno de calibración de planta y deberán disponer de hoja de calibración en vigor, que incluirá las correspondientes hojas de datos. Esta calibración no será obligatoria si existe instrumentación de contraste que permita verificar el buen funcionamiento del instrumento.

Los resultados de la calibración se reflejarán en hojas y curvas de calibración que estarán disponibles en las instalaciones para su comprobación y posible contraste por el personal responsable de los ensayos. La calibración de los instrumentos se realizará, en la medida de lo posible, acorde con lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46 y ANSI/ASME PTC 19.

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá identificar en los procedimientos particularizados los instrumentos utilizados para la toma de variables detallando para cada uno en particular el estado de incertidumbre que tendrá a fecha de la prueba (ver sección 4.1 para determinación de la incertidumbre a fecha distinta de la de calibración). En caso de que la incertidumbre a fecha de la prueba sea superior a la requerida deberá preverse su calibración, indicándose en dicho procedimiento particularizado la fecha prevista para tal calibración así como la incertidumbre esperada a tal fecha.

Como norma general para los instrumentos que no garanticen estabilidad de la calibración en el tiempo (stability) la calibración deberá llevarse a cabo previamente, en el plazo máximo de un mes, a la realización de las pruebas. Si el instrumento cuenta con un valor de estabilidad (aumento de incertidumbre máximo garantizado en función del tiempo), la calibración podrá realizarse en cualquier fecha que permita garantizar durante la prueba la precisión requerida.

Los procedimientos relativos a estándares de referencia con los que se calibran los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 y de clase 2 deben estar reconocidos por organizaciones de estandarización. Los estándares de referencia deben tener una precisión, al menos, cuatro veces mayor que el instrumento de prueba que se desea calibrar. Solo se podrán utilizar estándares con una precisión menor si cumplen con todos los requisitos de calibración recogidos en el código ANSI/ASME PTC 46 sección 4.1.

Los instrumentos de medida de variables primarias de clase 1 deben estar calibrados al menos en dos puntos más que el orden de ajuste de la curva de calibración. Cada instrumento debe ser calibrado de forma que el punto de medida sea aproximado de una forma descendente y ascendente. Los instrumentos que tengan diferentes rangos deberán ser calibrados en cada uno de los rangos que sean usados durante el período de pruebas. En los instrumentos que no pueden ser calibrados en todo el rango de operación y se calibran hasta valores inferiores al esperado en las pruebas, se permitirá la extrapolación de la curva de calibración previendo un tratamiento especial recogido en el correspondiente procedimiento particularizado. Este es el caso de los dispositivos medidores de caudal. Los instrumentos de variables primarias de clase 1 deberán contar con una certificación de calibración.

Los instrumentos de medida de variables de clase 2 deben ser calibrados en un número de puntos igual al orden del polinomio de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene un error fijo inferior a la precisión requerida, el punto de medida sólo necesita ser aproximado en una dirección (creciente o decreciente).

Los instrumentos usados en medidas primarias serán también calibrados o chequeados tras los ensayos (si se detectase inconsistencia en los registros y no existiese una fuente de medida redundante fiable a petición del supervisor de la prueba). En el caso de instrumentos usados para medir caudales pertenecientes a variables de clase 1 el instrumento podrá ser inspeccionado terminadas las pruebas, en vez de recalibrado. Los elementos de medida de flujo usados en variables secundarias no necesitan ser inspeccionados si no han experimentado soplado con vapor o limpieza química. En cualquier caso no se requiere test de recalibración de los transformadores.

En caso de detectarse una diferencia significativa (superior a la precisión exigida del instrumento) entre la calibración antes y después de las pruebas, podría optarse por rehacer los cálculos con la calibración final, si así lo acuerda el Comité de Ensayos. De lo contrario se procedería a la anulación de las pruebas.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias deberán ser calibrados en lazo (cadena de medida completa). La calibración en lazo implica la calibración del instrumento a través del equipo de acondicionamiento de señal. Esto podrá llevarse a cabo calibrando el instrumento incluyendo conjuntamente el equipo de acondicionamiento de señal. Alternativamente también se podrá calibrar de forma separada el sistema de acondicionamiento aplicando una señal conocida mediante un sistema generador de señales de precisión.

Cada laboratorio de calibración deberá disponer de la pertinente acreditación que deberá estar disponible para presentarse si fuese requerido por el supervisor de las pruebas.

4.3 Instrumentación de calibración

Toda la instrumentación y documentación necesaria para realizar la calibración o comprobación de la instrumentación fija y temporal deberá estar disponible en el propio laboratorio de la central a ensayar, siendo responsabilidad de la empresa propietaria el cumplimiento de este punto particular.