

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

14064 *Resolución de 4 de agosto de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se revisan los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación con régimen retributivo adicional ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.*

El Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, establece que los datos y parámetros técnicos necesarios para el despacho de producción y para el cálculo de la retribución por costes variables de las instalaciones con derecho a la percepción del régimen retributivo adicional, se obtendrán a partir de las pruebas de rendimiento de los grupos.

De esta forma, en el artículo 13 se establece que la revisión de los parámetros técnicos de despacho se realizará a partir de las pruebas de rendimiento según lo dispuesto en el anexo III.1 del citado real decreto. Asimismo, el artículo 38.1 dispone que los parámetros técnicos de liquidación que determinan la retribución de las instalaciones se revisarán a partir del resultado de las pruebas de rendimiento siguiendo el procedimiento establecido en el anexo III.2. En cumplimiento de lo anterior y a partir de las pruebas de rendimiento efectuadas a los grupos generadores, antes del inicio del segundo periodo regulatorio se revisaron los parámetros de liquidación mediante la Orden TEC/1260/2019, de 26 de diciembre, por la que se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el periodo regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.

Con relación a las pruebas de rendimiento el apartado 1 del anexo III del meritado Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, recoge que:

«Para la revisión de los datos técnicos de despacho, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes siguiendo el procedimiento establecido en este anexo y según los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de despacho de las instalaciones de generación pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares aprobados».

Asimismo, se indica que el titular de la instalación de generación será el responsable de la realización de las pruebas, siendo el operador del sistema el supervisor y el responsable de remitir el informe de supervisión de las mismas.

Con carácter anual, mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas se aprueba el listado de los grupos de generación a los que se propone realizar las pruebas de rendimiento durante el año, indicándose en dicha resolución los procedimientos de prueba a seguir para la realización de las pruebas.

Actualmente los procedimientos a emplear en la realización de las pruebas de rendimiento son los incluidos en los anexos a la 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, atendiendo a que la normativa en vigor

anteriormente al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, también establecía la necesidad de realizar pruebas en los grupos generadores para determinar sus parámetros retributivos.

Con fecha 11 de mayo de 2020 ha tenido entrada en la Dirección General de Política Energética y Minas escrito del operador del sistema adjuntando propuesta de revisión de los procedimientos de pruebas de rendimiento de los grupos pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares aprobados en los anexos de la citada Resolución de 3 de agosto de 2012 de la Dirección General de Política Energética y Minas. En el escrito, ese operador indica:

«La experiencia acumulada durante las pruebas de rendimiento realizadas entre los años 2014 y 2018 a los generadores pertenecientes a los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir mejoras en los procedimientos que las regulan».

Adicionalmente a la propuesta de procedimientos, el operador del sistema adjunta los comentarios a la propuesta efectuados por Endesa Generación, SA, (en adelante, Endesa), como representante de los titulares de los grupos objeto de estas pruebas, y un informe justificativo de las modificaciones introducidas.

Como ya se ha indicado, los procedimientos de pruebas vigentes se aprobaron mediante la resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, antes mencionada, en cumplimiento de la normativa anterior al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, incorporando el real decreto modificaciones que no han sido trasladadas a los procedimientos de pruebas. Tal y como indica el operador del sistema, la experiencia acumulada durante las pruebas efectuadas con los procedimientos ha puesto de manifiesto que resulta oportuno la mejora de determinados aspectos con el fin de lograr mayor sencillez y claridad durante el desarrollo de las pruebas y una mayor correspondencia entre las pruebas y la realidad de funcionamiento de los grupos.

A fin de dar cumplimiento al trámite de audiencia previsto en la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, se remitió la propuesta de resolución a Endesa y al operador del sistema, y de acuerdo con lo establecido en el artículo 5.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se solicitó informe a dicha Comisión.

Muchas de las alegaciones presentadas por Endesa en este trámite de audiencia reiteraban los comentarios realizados en el trámite particular llevado a cabo por el operador del sistema, por lo que ya habían sido valoradas. Por otra parte, se han considerado adecuadas algunas de las nuevas alegaciones presentadas por Endesa, tras el traslado al operador del sistema de las mismas para su valoración.

Por otra parte, el 8 de marzo de 2021 tuvo entrada el «Acuerdo por el que se emite informe sobre la propuesta de resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se revisan los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables de las instalaciones de generación con régimen retributivo adicional ubicadas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares» (INF/DE/115/20). Dicho informe valora favorablemente la propuesta de Resolución, realizando dos observaciones a la misma.

La primera recomendación consiste en aclarar el posible reconocimiento dentro del régimen retributivo adicional como retribución por operación y mantenimiento fijo de los consumos no inherentes al funcionamiento de los grupos tanto durante las pruebas de consumo específico neto como en los arranques, de forma particular en los periodos intermedios de paro.

De acuerdo al Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, las pruebas de rendimiento realizadas con los procedimientos de pruebas objeto de revisión en la presente resolución, son la base para la actualización de los parámetros técnicos de liquidación necesarios para la definición de la retribución por costes variables. Por ello, en la revisión de los procedimientos propuesta, se aclara que estos parámetros técnicos de liquidación se determinan a partir de consumos de naturaleza variable asociados a la producción, siendo este planteamiento compartido por la Comisión tal y como refiere en

su Acuerdo INF/DE/115/20. El reconocimiento dentro de otro concepto retributivo, en su caso, de aquellos consumos que no han sido contemplados en la determinación de los parámetros técnicos de liquidación, dependerá de lo establecido en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, sobre la definición del régimen retributivo adicional, excediendo este reconocimiento el ámbito de la presente resolución.

La segunda observación sugiere una estimación del impacto económico que podrían tener las variaciones introducidas en el número y niveles de carga de los ensayos a realizar.

La propuesta de revisión de los procedimientos de pruebas de rendimiento incluye una reducción del número de ensayos mínimos destinados a calcular parámetros de arranque, mientras que el número mínimo de ensayos para la determinación del consumo específico no varía de forma general, puesto que, en lugar de realizar dos ensayos a tres cargas operacionales, se propone realizar un ensayo a seis cargas operacionales.

La realización de las pruebas de rendimiento es responsabilidad del titular de las instalaciones, y es uno de los conceptos de coste a reconocer dentro de la retribución por operación y mantenimiento variable. Esta retribución se fija por periodos regulatorios, por lo que los ahorros que pudieran producirse, en su caso, por la reducción de ensayos de arranque serían revisados y considerados en la revisión de parámetros a efectuar para periodos regulatorios venideros.

Adicionalmente, existe otro efecto de ahorro de costes por la reducción de los ensayos de arranque, en la medida en la que estos deben programarse dentro del despacho para su realización, por lo que podrían alterar el orden de mérito técnico-económico resultante del despacho de producción que realizaría el operador del sistema sin considerar estos arranques. En consecuencia, la reducción del número de ensayos de arranque produce ahorros en costes de despacho, especialmente en grupos que operan como base en cada uno de los sistemas eléctricos aislados, trasladándose dichos ahorros a los costes de generación de liquidación que forman parte del extracoste de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares.

En virtud de lo anterior, esta Dirección General de Política Energética y Minas resuelve:

Primero.

Aprobar la revisión de 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 sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, que se incluyen en los anexos A y B de la presente resolución.

Segundo.

Ordenar la publicación de esta resolución y sus anexos en el «Boletín Oficial del Estado».

Tercero.

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

Contra la presente resolución que no pone fin a la vía administrativa de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 112 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, podrá interponerse recurso de alzada ante el titular de la Secretaría de Estado de Energía, en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de la publicación de la presente resolución. Transcurrido dicho plazo sin haberse interpuesto el recurso, la resolución será firme a todos los efectos. Para el cómputo de los plazos por meses habrá de estarse a lo dispuesto en el artículo 30 de la citada Ley 39/2015, de 1 de octubre.

Madrid, 4 de agosto de 2021.—El Director General de Política Energética y Minas, Manuel García Hernández.

ANEXOS

Anexo A. Procedimientos de pruebas de rendimiento.

Anexo A.I. Grupos de generación térmica de turbinas de gas.

Anexo A.I.1. Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de gas.

Anexo A.I.2. Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de gas.

Anexo A.II. Grupos de generación térmica de fuel.

Anexo A.II.1. Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de fuel.

Anexo A.II.2. Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de fuel.

Anexo A.III. Grupos de generación térmica de ciclo combinado.

Anexo A.III.1. Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de ciclo combinado.

Anexo A.III.2. Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de ciclo combinado.

Anexo A.IV. Grupos de generación térmica de carbón.

Anexo A.IV.1. Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de carbón.

Anexo A.IV.2. Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica 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 diésel.

Anexo A.V.2. Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos diésel.

Anexo B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

ANEXO A.I.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de turbinas 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 técnicos de despacho económico de los TNP 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 inferior –PCI– 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 (WR), se calculará mediante la siguiente expresión:

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

WTP: Potencia activa inyectada por el grupo a la red (kW), medida en bornas del transformador principal (lado de alta), y que se corresponde con la diferencia entre la potencia bruta activa medida en bornes del generador menos las pérdidas en el transformador principal y consumo de los servicios auxiliares propios de grupo, en caso de estar localizados entre el generador y el transformador de alta.

WAR: Potencia activa (kW) para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que no son alimentados desde el propio grupo, bien porque esta potencia es tomada de la red, bien porque esta potencia es suministrada desde el transformador de auxiliares de otro grupo. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP.

Esta potencia se medirá en bornas (lado de alta) del transformador de auxiliares o individualizadamente, cuando es suministrada desde otro grupo.

Los consumos inherentes en el funcionamiento del grupo para los que no sea posible la medida directa, serán identificados y desglosados por la empresa propietaria, indicando a qué sistema o subsistema del grupo provee servicio.

Este término podrá incluir consumo asociado al agua inyectada para el control de emisiones de la turbina, en caso de ser utilizada. Para ello, será necesario medir durante las pruebas el agua inyectada y la empresa propietaria deberá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. El consumo estimado por este concepto se denominará WAR_{demi} .

WE: Potencia activa (kW) consumida para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que, o bien de son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP ni WAR.

Estos consumos inherentes al funcionamiento de los grupos, se particularizarán para cada grupo de generadores de una instalación que están sujetos a la compartición de los mismos.

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:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} \quad (3)$$

Siendo el factor de utilización (fútil) la fracción de tiempo respecto al total en la que se incurre en un consumo del servicio auxiliar.

2. Los consumos no directamente imputables a un grupo, se ponderarán según la siguiente ecuación:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} * \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada} \\ \text{por el grupo} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada por el conjunto de grupos de la instalación} \\ \text{que comparten el servicio auxiliar} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]} \quad (4)$$

El cálculo de la energía generada por el grupo y conjunto de grupos que comparten el servicio auxiliar se realizará, como mínimo, con los registros históricos del año natural anterior al inicio de las pruebas. Si en dicho periodo la operación de alguno de los grupos implicados no es representativa por indisponibilidad del mismo, o en otros casos debidamente justificados, se podrá utilizar un criterio de ponderación distinto al indicado en el párrafo anterior debiendo este ser, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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

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

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que los conceptos WTP, WAR y WE deberán discriminar los consumos inherentes a la configuración sujeta a ensayo de los consumos asociados a otros sistemas o subsistemas de la unidad que no son propios de la configuración bajo ensayo.

No se deberán considerar como servicios auxiliares a efectos de cálculo de consumo específico todo aquel consumo, medido o estimado por la empresa propietaria, que no es propio e inherente al funcionamiento del grupo y para la configuración bajo pruebas del grupo. A título ilustrativo no limitativo, al objeto de aclarar el concepto de consumo inherente al funcionamiento del grupo, quedan excluidos de este concepto:

1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento y conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.

2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etc.

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:

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

Donde:

CC: Calor total aportado por el combustible basado en el poder calorífico inferior (kJ/h).

m_f : Flujo másico de combustible total (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:

$$CC = V_f * PCI \quad (7)$$

Donde:

CC: Flujo de calor basado en el poder calorífico inferior (kJ/h).

V_f : Flujo volumétrico de combustible (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) desde su mínimo técnico 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 propios e inherentes al funcionamiento del grupo, tomada de la red.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

Etapa 2:

Se define la etapa 2 como aquella etapa comprendida entre el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

Esta etapa no incluye, por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo.

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 acoplamiento de la unidad. Comienza por tanto con la conexión del primer auxiliar asociado al arranque del grupo. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

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

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 funcionamiento en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el combustible hasta alcanzar la carga mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo.
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:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} \times \sum_{i=1} (Q_i \times PCI_i) \quad (9)$$

Donde:

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

Q_i : Consumo de combustible i 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).

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

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 la fecha en la que se inicien los ensayos.

En el caso del gasoil 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 por los sistemas auxiliares del grupo, inherentes al mismo, 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:

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

Donde:

$(CENG)_{CM}$: Consumo específico neto del grupo obtenido de los ensayos a carga mínima realizados sobre el grupo (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 en la fecha en la que se inicien los ensayos.

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que bajo el término E_{SA} deberán considerarse sólo los consumos inherentes a dicha configuración.

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 a los resultados de los ensayos de funcionamiento a carga mínima que se realicen.

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 inyectada para el control de emisiones de la turbina, en caso de ser utilizada durante el proceso de arranque, 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, (€/ m^3). Este parámetro será característico de cada unidad. Deberá justificarse en los procedimientos particularizados.

Alternativamente, una vez contabilizado el consumo de agua desmineralizada durante el arranque, la empresa propietaria podrá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. En este caso, se calculará el coste de manera análoga al coste de la energía consumida por los servicios auxiliares (concepto C_{SA}).

3.3 Coste de arranque total.

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

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

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_a + \frac{1}{4186.8} \sum_{j=1}^4 \left[P \left(Q_j \cdot (PCI_j) \right) + (CENG)_{CM} \left(E_{SAj} - E_{Ej} \right) P_c \right] \quad (16)$$

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.I.2: Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de turbinas 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.

Las correcciones se deberán aplicar sobre cada uno de los registros obtenidos en cada ensayo. En los casos en los que haya variables primarias con una frecuencia de muestreo menor al resto, se establecerían las correcciones a partir de los registros promediados en estos periodos. A modo de ejemplo, si existiesen variables primarias registradas con una frecuencia de 15 minutos, se calcularían las correcciones del resto de variables con los valores promediados que se hubieran registrado en estos 15 minutos.

Se deberá tener en cuenta a la hora de elegir los valores de referencia la dependencia de algunas variables con la potencia generada por dicho grupo. Para estos casos se deberá elaborar una curva que, construida a partir de históricos de dicha variable durante al menos un año, permita, en función de la potencia, calcular el valor de referencia de la variable para cada prueba de consumo específico. Se señalarán aquellos casos en los que no se considere adecuada la curva así obtenida a partir de históricos con un punto de carga de operación habitual, para su aplicación a la corrección a las cargas de los ensayos.

A continuación, se exponen ejemplos de factores de corrección habituales, sin perjuicio de que, según la documentación del fabricante o norma de aplicación, se puedan aplicar correcciones adicionales por otros parámetros previa justificación del propietario y aprobación, en su caso, por parte del supervisor de las pruebas.

4.1.1 Corrección por temperatura del aire a la entrada del compresor 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.

4.1.2 Corrección por presión barométrica a la entrada del compresor 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.

4.1.3 Corrección por humedad del aire a la entrada del compresor 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.

4.1.4 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.

En aquellos casos en los que no se disponga de curvas de fabricante del grupo, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

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 para la misma potencia activa generada 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 técnicos de despacho económico de los TNP resultantes de las pruebas

En este capítulo se recoge como se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico de los TNP correspondientes al coste variable de funcionamiento y al coste de arranque asociado al combustible acorde con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

5.1 Costes variables de combustible.

En este apartado se calculan los parámetros técnicos de despacho A(i), B(i), C(i) según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, necesarios

para el cálculo del coste variable de funcionamiento que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{combD}}(i,h,j) = [A(i) + B(i) \cdot p(i,h,j) + C(i) \cdot p^2(i,h,j)] \cdot pr(i,h,j) \quad (21)$$

Siendo:

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

$p(i,h,j)$: 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 indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

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»:

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

Siendo:

C_{ter}^* : Consumo térmico corregido del grupo expresado en (th/h).

$CENG_{\text{pci}}^*$: Consumo específico neto corregido del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).

WR : Potencia neta cedida sin corregir 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 técnicos de despacho $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$.

En el caso de que los parámetros técnicos $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$ así obtenidos arrojasen en algún tramo de la curva calculada un coste incremental negativo, se valorará la introducción de algún ajuste adicional al ajuste cuadrático para evitar que esto suceda.

5.2 Costes de arranque.

5.2.1 Costes de arranque.

En este apartado se calculan los parámetros $A'(i)$, $B'(i)$, según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en el cálculo del coste de arranque asociado al combustible, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{\text{arD}} = A'(i) \cdot [1 - \exp(-t/B'(i))] \cdot prar(i,h,j) + D(i) \quad (23)$$

El parámetro $D(i)$ no se calcula en este procedimiento, 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 $D(i)$), 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).

Adicionalmente, en aquellos casos en los que del ajuste exponencial de todos los puntos de la curva se observasen resultados no representativos del funcionamiento real del grupo, se podrán proponer criterios adicionales de ajuste exponencial de la curva que permitan obtener unos parámetros técnicos de despacho A' y B' alternativos. Esta propuesta, en su caso, será aprobada por el supervisor de las pruebas.

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

Mf/Vf: Caudal de combustible másico/volumétrico –según sea el combustible líquido o gaseoso– (kg/h o Nm³/h).

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 (kW) –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).

Taec: Temperatura del aire a la entrada del compresor (°C).

Haec: Humedad del aire a la entrada del compresor (%).

Pa: Presión barométrica (bar).

Mag/Vag: Agua inyectada para el control de emisiones (kg o m³).

Las medidas eléctricas anteriores (WTP, WRET, WAR, WE, WRE y WBM) también podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

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) o (kJ/Nm³).
- PCI: Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg) o (kJ/Nm³).
- PCIr: Poder calorífico inferior del combustible de referencia (kJ/kg) o (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).
- Taacr: Temperatura del aire a la entrada del compresor en condiciones de referencia (°C).
- Par: Presión barométrica en condiciones de referencia (bar).
- Haacr: 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, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre estas medidas se encontrarán:

- Frecuencia de la red (Hz).
- Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina (bar).
- Temperatura del combustible (°C).
- Flujo de combustible a las TGs (kg/s).
- Posición de los álabes directores. En caso de haber más de una etapa variable se aportarán ambos.
- Caída de presión en los pre-filtros de aire de admisión (mbar).
- Caída de presión en los filtros de aire de admisión (mbar).
- Presión del aire a la entrada del compresor (bar).
- Presión de descarga del compresor (bar).
- Temperatura de descarga del compresor (°C).
- Temperatura de referencia de combustión (°C).
- Temperatura de ingreso del gas en la turbina (°C).
- Temperatura de los gases de escape (°C).
- Contrapresión de escape a la salida de la turbina (bar).
- Presión diferencial en el sistema de escape (bar).
- Temperatura del refrigerante en caso de existir unidades enfriadoras (°C).

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

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

Qi: Consumo de combustible i (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, etcétera.

PCI: Poder Calorífico Inferior del combustible i (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. Se registrarán, con carácter general, las mismas variables que las indicadas en el apartado 6.1.2.

Adicionalmente, se deberán registrar los eventos más significativos que se produzcan en el proceso de arranque y parada como son las conexiones y desconexiones de las bombas y/o compresores de los distintos circuitos que se consideren relevantes (Ej. bombas de agua de refrigeración, de combustible, etcétera).

ANEXO A.I.2**Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de turbinas 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. 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.

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 de despacho (A, B, C, A' y B') que intervienen en el cálculo de los costes variables de las centrales térmicas de turbinas de gas en los territorios no peninsulares.

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 los Mercados y la Competencia.

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 que sean propios e inherentes al funcionamiento del grupo.

Asegurar que la instalación opera durante las pruebas en condiciones adecuadas de disponibilidad y funcionamiento de sus elementos, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y de coste de arranque.

Realizar 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 necesario 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, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 tres meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas.

2. El supervisor de las pruebas dispondrá de quince días hábiles a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a

la documentación previa enviada. Alternativamente, si la empresa propietaria ha enviado la información indicada en el apartado anterior con la antelación de tres meses, el supervisor de las pruebas remitirá a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada con anterioridad a 45 días a la fecha programada de los ensayos.

3. La empresa propietaria y el supervisor de las pruebas dispondrán de un plazo de 10 días hábiles 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 los Mercados y la Competencia. 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 deberá haber completado y enviado la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha prevista de inicio de las pruebas.

En caso de que no se hubiera completado con la antelación indicada, al menos, la documentación señalada en esa sección como imprescindible, el titular de los grupos no podrá iniciar las pruebas de rendimiento en la fecha prevista. Lo anterior sin perjuicio de la obligación anteriormente establecida y del resto de documentación requerida.

6. 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 adaptado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del operador del sistema.

7. A la finalización de la prueba la empresa propietaria entregará al supervisor la recopilación de datos, información y registros producidos durante la misma. Excepcionalmente, dispondrá de, como máximo, 3 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente.

8. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al supervisor en un plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo con la mejor información disponible.

9. El supervisor remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en un plazo máximo de quince días hábiles a partir de su recepción.

10. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el supervisor, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al supervisor. Este acta llevará identificados los posibles comentarios del supervisor donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes así como la justificación del titular de los grupos.

11. 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 los Mercados y la Competencia y a la empresa propietaria en el máximo de quince días hábiles 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.

Las diferencias con el acta final de la prueba emitido por el propietario deberán ser inferiores al 0,1 % en los ensayos de consumo específico y arranques. En los casos en los que las diferencias fuesen superiores al umbral definido, en el informe de supervisión se recogerán los obtenidos en el cálculo de contraste como los parámetros resultantes de las pruebas, salvo que existan razones técnicas que, a juicio del supervisor, lo

desaconsejen. En todo caso, se hará constar esta situación y hasta donde sea conocido el motivo de la diferencia.

Argumentación de los desacuerdos recogidos durante el transcurso de todo el proceso de realización de las pruebas y del cálculo de contraste (en caso de que proceda). Adicionalmente, este informe llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes, su justificación – que en función de su naturaleza podrá ser en un informe específico–, así como, en su caso, los comentarios realizados por el titular de los grupos.

Listado de aquella documentación recogida en el apartado 5 de este procedimiento que no se haya puesto a disposición del supervisor con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha de inicio de la prueba de rendimiento. El propietario de la instalación podrá aportar las justificaciones oportunas, que serán incluidas en este apartado.

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 los Mercados y la Competencia.

El comité de ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento adaptado) 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 2 Definitions and values.

ANSI/ASME PTC 3.3 Gaseous fuels.

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 19.12 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 MFC 11M Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flowmeters.

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 como carga mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política y Energética de 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: definimos 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 y siempre que se encuentre dentro de un proceso de parada.

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.

Adicionalmente, se define cuando el grupo no está en funcionamiento:

Estado o periodo intermedio de paro: se define este estado como aquel en el que se encuentra un grupo térmico cuando este está desacoplado de la red y ajeno al proceso de parada-arranque, manteniéndose en un estado de conservación o de disponibilidad que permita el inicio de un proceso de puesta en carga cuando así sea requerido.

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

Proceso de parada: comprenderá la parte de un arranque entre el estado inicial de carga mínima, la bajada de carga, parada y desacoplamiento de la red y la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro.

Proceso de puesta en carga: comprenderá la parte de un arranque desde la puesta en marcha del primer auxiliar para iniciar dicho proceso (saliendo de este modo del estado intermedio de paro) con la toma de carga y el acoplamiento a la red hasta alcanzar la carga mínima del grupo.

Entre estas secuencias de operación que comprende el arranque y ajeno a él, el grupo podrá haber pasado por un periodo intermedio de paro.

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 tiempos de parada, conservación 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 parada hasta que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado de conservación.

Tiempo de conservación o intermedio de paro: se define como el tiempo transcurrido desde que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado de conservación hasta que se inicia el 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 inherentes a la secuencia de parada/conservación/arranque del grupo o de la configuración del grupo bajo ensayo.

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.

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 desacoplamiento de la unidad.

Etapas 2: corresponde al periodo comprendido entre desacoplamiento de la unidad y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada del grupo con el que éste llega a un estado de intermedio de paro.

Estas dos primeras etapas constituyen el proceso de parada.

Etapas 3: incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad.

Etapas 4: corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la carga mínima.

Estas dos últimas etapas constituyen el proceso de puesta en carga.

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 inherentes al funcionamiento del grupo 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, inherente al proceso de parada del grupo y valorada en su equivalente calorífico al consumo específico neto a la carga mínima.

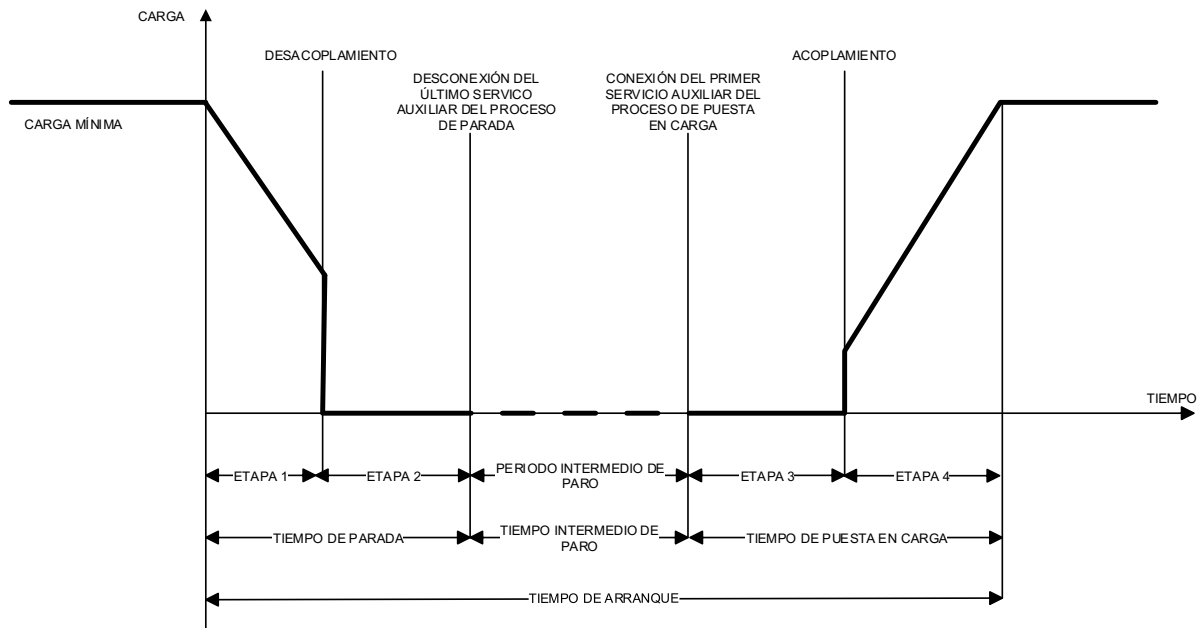
Etapas 3: se contabilizarán los mismos conceptos que en la etapa 2.

Etapas 4: se contabilizarán los mismos conceptos que en la etapa 1.

Entre la etapa 2 y la etapa 3 el grupo habrá podido estar en un estado intermedio de paro cuyos consumos y costes no serán considerados para la determinación del coste de

arranque, si bien, será susceptible de incluirse el consumo asociado al embotellamiento de la caldera que se pudiera producir en este estado.

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.I.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 supervisor de las pruebas 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 supervisor de las pruebas 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 de la central y combustible habitualmente utilizado con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares, localizando en todos ellos 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 características de los instrumentos usados para tomar medidas primarias.
- 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.

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

a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación «as built») siguientes:

Agua desmineralizada.

Refrigeración.

Aire-gases.

Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.

Unifilar.

b) Curvas, suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico en turbina debido a todos los efectos. En caso de no disponer de curvas suministradas por el fabricante, el titular de los grupos propondrá unas curvas de corrección alternativas, que deberán ser aprobadas por el Supervisor de las pruebas.

c) Curva de inyección de agua en función de la carga.

d) 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.

e) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Estos combustibles deben coincidir con los declarados para despacho.

f) Manuales, parámetros y curvas de corrección del alternador y transformadores principales y auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.

g) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.

h) Manuales de operación y secuencias de arranque.

A continuación, se indica la documentación que, sin ser imprescindible para la obtención de resultados, se considera de gran importancia para el correcto desempeño de la labor de supervisión:

i) Registros históricos del grupo que contengan, al menos los últimos 12 meses antes del inicio de las pruebas conteniendo, al menos, registros horarios. Se incluirán en el mismo, todas las variables disponibles del grupo significativas y en un formato digital que será, en su caso, aprobado por el supervisor.

j) Balances térmicos del grupo a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100 % de carga).

k) Hojas de datos o parámetros de funcionamiento de la turbina.

l) Registro de consumos específicos históricos del grupo a carga media y, en caso de estar disponible, a cualquier otro nivel de carga, y en especial, de aquellas cargas susceptibles de ser ensayadas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de las pruebas.

m) Datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán ser coherentes con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

n) Curva de emisiones de la turbina de gas en función de la carga en caso de disponer dicho grupo de sistemas de medida de emisión en continuo.

o) Manuales del fabricante.

p) 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.

q) Fichas técnicas de los elementos primarios de medida de caudal que intervengan en las pruebas.

r) Curvas suministradas por el fabricante de la turbina de gas para la corrección de la potencia generada debido a todos los efectos.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones durante la realización de las pruebas de rendimiento:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.
- c) Históricos de calibración de instrumentos que lo requieran.

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.
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 supervisor de las pruebas 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 últimos valores publicados por la administración (o en su defecto, con respecto a los históricos aportados por el propietario) en más de un 3 % el 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, 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) de manera que se cumplan simultáneamente las siguientes condiciones para la realización de las pruebas:

- Que el último lavado de compresor se hubiera realizado en los últimos 3 meses antes de la realización de las pruebas.
- Que no se hayan producido más de 700 horas de fuego desde el último lavado de compresor realizado antes de la realización de cada ensayo, 850 horas de fuego para las turbinas *heavy duty*.

En aquellos casos donde, de la política de lavados del titular de los grupos se desprendiese una frecuencia de lavados inferior a las 2.000 horas de fuego, 3.000 horas de fuego para las turbinas *heavy duty*, se deberá revisar el valor máximo de horas de

fuego admisibles desde el último lavado del compresor de manera que se cumpla siempre que la pérdida de eficiencia estimada en el ensayo [Eff(t)], no sea superior a la pérdida de eficiencia promedio (Eff promedio) entre lavados del compresor:

$$Eff(t) = - \left(e^{\frac{-t}{CTE}} - 1 \right)$$

$$\overline{Eff} = \frac{\int_0^{t_{lavados}} Eff(t) dt}{t_{lavados}}$$

$$Eff(t) \leq \overline{Eff}$$

Siendo:

Eff (t): Estimación de la pérdida de eficiencia que se asume en un compresor transcurridas t horas desde la última limpieza realizada.

\overline{Eff} : Promedio de la pérdida de eficiencia que se asume en un compresor entre dos lavados del mismo.

t: horas de fuego en la turbina desde la última limpieza del compresor realizada.

CTE (horas): Constante de tiempo que caracterizará la rapidez con la que se produce el ensuciamiento de un compresor. Tomará el valor de 439 horas por defecto.

t_lavados: horas de fuego en la turbina que se producen habitualmente entre lavados de compresor y según la política de limpiezas aplicadas por el propietario. El valor máximo de t_lavados se establece en 2.000 horas de forma general, 3.000 horas para las turbinas *heavy duty*.

El valor de la constante CTE, así como la caracterización genérica de ensuciamiento propuesta, se podrá modificar a propuesta del propietario y tras la aprobación, en su caso, por el supervisor, para adaptarla a las condiciones particulares de ensuciamiento de un compresor de una determinada turbina de gas a partir de curvas de pérdida de eficiencia de la turbina por esta razón basadas en la monitorización histórica de los datos de proceso, en continuo a ser posible, de la unidad o en información suministrada por el fabricante, ambas fuentes de información deberán estar siempre referidas a las condiciones de emplazamiento de cada unidad en particular. Esta curva Eff(t) será, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

En cualquier caso, estas curvas particulares deberán ser aportadas por el propietario de la instalación siempre que estén disponibles.

– 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 con planta parada y en operación prescritos por el suministrador. Verificar si la frecuencia de dichos lavados sigue las mejores prácticas y las recomendaciones del fabricante.

– Verificar visualmente el estado de los compresores antes de las pruebas para determinar el grado de ensuciamiento.

– 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, 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 realizará al menos un ensayo de arranque de 2 horas y otro de 24 horas. Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular y las características de cada grupo.

En el caso concreto de las turbinas de gas aeroderivadas que comparten alternador, se realizarán ensayos en cada modo de funcionamiento. Es decir, dos ensayos para el modo de funcionamiento de una turbina de gas por separado y dos ensayos para el modo de funcionamiento con dos turbinas de gas en conjunto.

En aquellos casos que se considere necesario realizar arranques adicionales a los indicados anteriormente, estos podrán ser realizados siempre y cuando sean aprobados por parte del supervisor de las pruebas.

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.

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 a lo largo de todo el año 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 seis cargas operacionales del grupo aproximadamente equidistantes, incluyendo 100 % y Carga Mínima. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

Durante la realización de las pruebas, el grupo deberá operarse en el modo de carga preseleccionada, y sin participar en los servicios de complementarios de regulación, a fin de garantizar la estabilidad durante los ensayos. Lo anterior no incluye la regulación primaria.

En particular, para grupos «twin-pac» (turbinas de gas aeroderivadas que comparten alternador) se realizarán los ensayos para cada una de las turbinas de gas por separado y para las dos en conjunto. De esta forma existirían tres grupos de ensayos y cada uno de ellos con su respectiva curva.

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 %.

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. Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

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 supervisor de las pruebas. 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.

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.

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	Desviación estándar respecto a la media
Potencia eléctrica de salida.	± 1,3 % excepcionalmente ± 5 %
Factor de potencia.	± 2 %
Velocidad de rotación.	± 0,65 %
Presión barométrica.	± 0,33 %
Temperatura de aire en toma de entrada.	± 0,7 °C
Poder calorífico.	± 1 %
Flujo de combustible.	1,3 % excepcionalmente ± 5 %
Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina de gas.	± 0,65 %
Contrapresión de escape en la turbina de gas (presión absoluta).	± 0,33 %
Presión absoluta del aire a la entrada a la turbina de gas.	± 0,5 %
Temperatura de los gases de escape.	± 2 °C

Debido a las diferencias entre los distintos grupos para los que es de aplicación este procedimiento, el propietario podrá proponer valores alternativos de cumplimiento de estabilidad de aquellos parámetros previa justificación que serán aprobados, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

El modo de operación del grupo durante cada ensayo será el habitual del mismo a excepción de los servicios complementarios de regulación (regulación secundaria) que estarán deshabilitados para garantizar los criterios de estabilidad.

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 conforme a lo descrito en el apartado 8.

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 ensayos que se realizarán en cada nivel de carga seleccionado tendrá una duración de, al menos, una hora.

La toma de datos de variables primarias y secundarias se realizará, siempre que estén disponibles, mediante sistemas de adquisición de datos automáticos. La frecuencia de lecturas deberá ser, de al menos 1 minuto.

En caso de que sea necesario realizar tomas manuales de variables primarias y secundarias, el propietario deberá justificar e indicar las medidas correctivas que prevea aplicar en futuras pruebas. En estos casos, con carácter excepcional y debidamente justificados se podrán tomar datos con una frecuencia de 15 minutos tanto para variables primarias como secundarias.

En los casos en los que no se registren de manera automática todas las variables primarias, y aquellas variables secundarias que se consideren de especial importancia a juicio del supervisor, la duración de cada ensayo se aumentará a 2 horas.

Las definiciones de variables primarias y secundarias vienen recogidas en el documento anexo A.I.1: metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque de centrales térmicas de turbinas de gas.

Se deberán extraer de los resultados del ensayo aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas de los parámetros operacionales de acuerdo a la tabla anterior. Los periodos a extraer deberán ser justo antes de comenzar la perturbación y hasta, al menos, 10 minutos después. En estos casos, se extenderá la duración del ensayo en un tiempo equivalente al de la muestra de datos descartados. Adicionalmente, en caso de variaciones excesivas, el test será susceptible de ser repetido.

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.

En casos debidamente justificados, podrán reducirse los tiempos de estabilidad previa a los ensayos a propuesta del propietario y, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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

Se hará entrega al supervisor de las pruebas de una copia de toda la documentación (datos, información, fotografías y registros producidos) generada en la recogida de datos de cada ensayo en un formato que facilite y permita su tratamiento y procesado. Esta información deberá ser aportada antes de que se abandonen las instalaciones a la finalización de los ensayos. Se establece excepcionalmente y siempre que esté justificado un tiempo máximo de 2 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente. Cada una de las partes será la responsable de la

custodia y preservación de la privacidad de la copia de la información que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras.

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de combustible. 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 en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán. Se entregarán una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el supervisor de las pruebas, 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 esta, 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:

3. Esquema general del ciclo de la planta, mostrando los puntos donde se toman medidas.

4. Alineación de los sistemas, con una lista mostrando la posición de todas las válvulas principales durante la ejecución de los diferentes ensayos.

5. Lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.

6. 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.

7. Organización del personal que haya intervenido en los ensayos.

8. Objeto de la prueba, de acuerdo con el Procedimiento aprobado.

Cálculos y Resultados basados 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, 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, etcétera.

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 propuesto por el propietario y aprobado, en su caso, por el supervisor, 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 de servicios.

Agua desmineralizada.

Fuel oil /Gas oil /Gas natural.

Otros.

8.3 Aislamiento de combustible.

En aquellos casos en los que se puedan producir cambios en el combustible utilizado durante los ensayos, 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.II.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de vapor 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.
4. Metodología de correcciones al consumo específico neto de un grupo por variación respecto de las condiciones de referencia.
 - 4.1 Correcciones por temperatura ambiente F1.
 - 4.2 Correcciones por presión barométrica F2.
 - 4.3 Correcciones por humedad ambiente F3.
 - 4.4 Correcciones por temperatura del combustible F4.
 - 4.5 Correcciones por factor de potencia F5.
 - 4.6 Correcciones por temperatura del foco frío F6.
5. Cálculo de los parámetros técnicos de despacho económico de los TNP 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.

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 inferior –PCI– 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 (WR), se calculará mediante la siguiente expresión:

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

WTP: Potencia activa inyectada por el grupo a la red (kW), medida en bornas del transformador principal (lado de alta), y que se corresponde con la diferencia entre la potencia bruta activa medida en bornes del generador menos las pérdidas en el transformador principal y consumo de los servicios auxiliares propios de grupo, en caso de estar localizados entre el generador y el transformador de alta.

WAR: Potencia activa (kW) para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que no son alimentados desde el propio grupo, bien porque esta potencia es tomada de la red, bien porque esta potencia es suministrada desde el transformador de auxiliares de otro grupo. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento variable del grupo no contabilizados en el término WTP.

Esta potencia se medirá en bornas (lado de alta) del transformador de auxiliares o individualizadamente, cuando es suministrada desde otro grupo.

Los consumos inherentes en el funcionamiento del grupo para los que no sea posible la medida directa, serán identificados y desglosados por la empresa propietaria, indicando a qué sistema o subsistema del grupo provee servicio.

Este término podrá incluir el consumo asociado al agua desmineralizada utilizada para la reposición del agua en el ciclo agua-vapor. Para ello, será necesario medir durante las pruebas el agua utilizada y la empresa propietaria deberá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. El consumo estimado por este concepto se denominará WAR_{demi} .

WE: Potencia activa (kW) consumida para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que, o bien de son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP ni WAR.

Estos consumos inherentes al funcionamiento de los grupos, se particularizarán para cada grupo de generadores de una instalación que están sujetos a la compartición de los mismos.

Los consumos de servicios auxiliares, incluidos en los términos WAR y WE, serán revisados y, en su caso, aprobados 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:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} \quad (3)$$

Siendo el factor de utilización ($f_{\text{útil}}$) la fracción de tiempo respecto al total en la que se incurre en un consumo del servicio auxiliar.

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

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} * \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada} \\ \text{por el grupo} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada por el conjunto de grupos de la instalación} \\ \text{que comparten el servicio auxiliar} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]} \quad (4)$$

El cálculo de la energía generada por el grupo y conjunto de grupos que comparten el servicio auxiliar se realizará, como mínimo, con los registros históricos del año natural anterior al inicio de las pruebas. Si en dicho periodo la operación de alguno de los grupos implicados no es representativa por indisponibilidad del mismo, o en otros casos debidamente justificados, se podrá utilizar un criterio de ponderación distinto al indicado en el párrafo anterior debiendo este ser, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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

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

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que los conceptos WTP, WAR y WE deberán discriminar los consumos inherentes a la configuración sujeta a ensayo de los consumos asociados a otros sistemas o subsistemas de la unidad que no son propios de la configuración bajo ensayo.

No se deberán considerar como servicios auxiliares a efectos de cálculo de consumo específico todo aquel consumo, medido o estimado por la empresa propietaria, que no es propio e inherente al funcionamiento del grupo y para la configuración bajo pruebas del grupo. A título ilustrativo no limitativo, al objeto de aclarar el concepto de consumo inherente al funcionamiento del grupo, quedan excluidos de este concepto:

- 1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento y conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.
- 2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etc.

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).

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) desde su mínimo técnico hasta la potencia en la que se produce el desacoplamiento del grupo de la red.

En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

- Calor aportado por el combustible, hasta el momento de desacoplamiento.
- Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares propios e inherentes al funcionamiento del grupo, tomada de la red.
- Energía eléctrica vertida a la red.

– Etapa 2:

Se define la etapa 2 como aquella etapa durante la cual se produce el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

- Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.

- Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

Esta etapa no incluye, por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo. Sí se considerarán cuando sean de aplicación, los consumos asociados al embotellamiento de calderas.

– 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 acoplamiento de la unidad. Comienza por tanto con la conexión del primer auxiliar asociado al arranque del grupo. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

- Calor aportado por el combustible, hasta el momento de acoplamiento del grupo.
- Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

– 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 funcionamiento en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

- Calor aportado a caldera por el/los combustible/s.
- Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo.
- 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:

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

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 en la fecha en la que se inicien los ensayos.

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 por los sistemas auxiliares del grupo, inherentes al mismo, 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:

$$P_{CM} = \frac{(CENG)_{CM}}{4186.8} \cdot P_c \quad (11)$$

Donde:

$(CENG)_{CM}$: Consumo específico neto del grupo obtenido de los ensayos a carga mínima realizados sobre el grupo (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 en la fecha en la que se inicien los ensayos.

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que bajo el término E_{SA} deberán considerarse sólo los consumos inherentes a dicha configuración.

3.2.1.3 Energía Eléctrica vertida a red.

Los ingresos por le 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 a los resultados de los ensayos de funcionamiento a carga mínima que se realicen.

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.

Alternativamente, una vez contabilizado el consumo de agua desmineralizada durante el arranque, la empresa propietaria podrá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. En este caso, se calculará el coste de manera análoga al coste de la energía consumida por los servicios auxiliares (concepto C_{SA}).

3.3 Coste de arranque total.

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

$$C = C_a + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{SAj} - E_{Ej}) P_c \right] \quad (14)$$

Cuya expresión desarrollada es:

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

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.

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 turbinas de vapor de fuel.

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 diversas discordancias entre las condiciones del ensayo y las condiciones establecidas de referencia.

Se deberá tener en cuenta a la hora de elegir los valores de referencia la dependencia de algunas variables con la potencia generada por dicho grupo. Para estos casos se deberá elaborar una curva que, construida a partir de históricos de dicha variable durante al menos un año, permita, en función de la potencia, calcular el valor de

referencia de la variable para cada prueba de consumo específico. Se señalarán aquellos casos en los que no se considere adecuada la curva así obtenida a partir de históricos con un punto de carga de operación habitual, para su aplicación a la corrección a las cargas de los ensayos.

A continuación, se exponen ejemplos de factores de corrección habituales, sin perjuicio de que, según la documentación del fabricante o norma de aplicación, se puedan aplicar correcciones adicionales por otros parámetros previa justificación del propietario y aprobación, en su caso, por parte del supervisor de las pruebas.

Para los grupos de fuel se realizarán las siguientes correcciones:

4.1 Correcciones por temperatura de admisión de aire F_1 :

La corrección por temperatura de admisión de aire a la caldera se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante 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 Correcciones por presión barométrica de admisión de aire F_2 :

La corrección por presión barométrica de admisión de aire a la caldera se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante 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 Correcciones por humedad de admisión de aire F_3 :

La corrección por humedad de admisión de aire a la caldera se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante 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.

4.4 Correcciones por temperatura del combustible F_4 :

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

4.5 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, lo que provoca una variación del rendimiento del alternador y transformadores principales.

Este factor vale:

$$F_1 = WR / WR^* \quad (17)$$

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (18)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} - L_{prue} \quad (19)$$

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.

4.6 Correcciones por temperatura del foco frío F_6 :

La corrección por temperatura del foco frío, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante para la corrección del consumo específico generado por este efecto.

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 (como por ejemplo el empleo de curvas genéricas según normativa ASME o normas similares) para el factor de corrección afectado, el cual habrá de ser aprobado, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

5. Cálculo de los parámetros técnicos de despacho económico de los TNP resultantes de las pruebas

En este capítulo se recoge como se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico de los TNP correspondientes al coste variable de funcionamiento y al coste de arranque asociado al combustible acorde con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

5.1 Costes variables de combustible.

En este apartado se calculan los parámetros técnicos de despacho A(i), B(i), C(i) según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, necesarios para el cálculo del coste variable de funcionamiento que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{combD}(i,h,j) = [A(i) + B(i) \cdot p(i,h,j) + C(i) \cdot p^2(i,h,j)] \cdot pr(i,h,j) \quad (20)$$

Siendo:

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

$p(i,h,j)$: 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 indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

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»:

$$C_{ter}^* = \frac{CENG_{pci}^* \times WR}{4186,8} \quad (21)$$

Siendo:

C_{ter}^* : Consumo térmico corregido del grupo expresado en (th/h).

$CENG_{pci}^*$: Consumo específico neto corregido del grupo referido al poder calorífico inferior expresado en (kJ/kWh).

WR: Potencia neta cedida sin corregir por el grupo a la red expresada en (kW).

Una vez obtenidas las parejas de puntos, una por cada prueba, se efectúa un ajuste cuadrático de forma que se obtienen los parámetros técnicos de despacho $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$.

En el caso de que los parámetros técnicos $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$ así obtenidos arrojasen en algún tramo de la curva calculada un coste incremental negativo, se valorará la introducción de algún ajuste adicional al ajuste cuadrático para evitar que esto suceda.

5.2 Costes de arranque.

En este apartado se calculan los parámetros $A'(i)$, $B'(i)$, según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en el cálculo del coste de arranque asociado al combustible, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar}D = A'(i) * [1 - \exp(-t/B'(i))] * prar(i,h,j) + D(i) \quad (22)$$

El parámetro $D(i)$ no se calcula en este procedimiento 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 $D(i)$), a partir de al menos dos ensayos de coste de arranque. Los resultados obtenidos a partir del coste de arranque en unidades monetarias (€), de forma que para pasar este coste a termias debe operarse del siguiente modo:

$$C_{termias} = C_{euros} * 1/P \quad (23)$$

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).

Adicionalmente, en aquellos casos en los que del ajuste exponencial de todos los puntos de la curva se observasen resultados no representativos del funcionamiento real del grupo, se podrán proponer criterios adicionales de ajuste exponencial de la curva que permitan obtener unos parámetros técnicos de despacho A' y B' alternativos. Esta propuesta, en su caso, será aprobada por el supervisor de las pruebas.

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

- Mf: Caudal de combustible másico en kg/h.
- WTP: Potencia activa en bornas del transformador principal lado alta (kW).
- WRET: Potencia reactiva en bornas del transformador principal lado alta (kVAR).
- WBM: Potencia activa en bornas del alternador durante el ensayo (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).
- WRE: Potencia reactiva en bornas del alternador durante el ensayo (kVAR).
- Tamb: Temperatura ambiente (°C).
- Pamb: Presión ambiente (bar).
- Hamb: humedad ambiente (%).
- Tcomb: Temperatura de entrada del fuel a la caldera (°C).
- PCond: Presión en el condensador (bara).

Las medidas eléctricas de potencia anteriores (WTP, WRET, WAR, WE, WRE y WBM) serán determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

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, etcétera.

- 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, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre estas medidas se encontrarán:

- Frecuencia de la red (Hz).
- Maa: Caudal de agua de alimentación a la entrada del economizador (kg/h).
- Mac: Caudal de agua de circulación (kg/h).
- Mcond: Caudal de condensado (kg/h).
- Mvp: Caudal de vapor principal (kg/h).
- Matemp: Caudal de atemperaciones (kg/h).
- Tcond: temperatura del pozo caliente (°C).
- Pcon: caída de presión a través del condensador (mbar).
- Pcire: Presión agua de circulación a la entrada del condensador (barg).
- Pcirs: Presión agua de circulación a la salida del condensador (barg).
- Tacc1: Temperatura de agua de circulación entrada condensador (°C).
- Tacc2: Temperatura de agua de circulación salida condensador (°C).
- Nacc: Nivel del mar (m).
- O2: Concentración volumétrica de O2 en gases de escape medido en base seca (%).
- Tdes: Temperatura en el desgasificador (°C).
- Pdes: Presión en el desaireador (barg).
- Taa: Temperatura agua alimentación entrada economizador (°C).
- Tvp: Temperatura vapor principal entrada turbina (°C).
- Tvp_rc: Temperatura vapor recalentado caliente (°C).
- Tvp_rf: Temperatura vapor recalentado frío (°C).
- Pvp: Presión vapor principal entrada turbina (barg).
- Pvp_rc: Presión vapor principal recalentado caliente (barg).
- Pvp_rf: Presión vapor principal recalentado frío (barg).
- Ppc: Presión en el tanque de purga de caldera.
- 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).
- Posición válvulas drenajes de calentadores (%).
- Posición válvulas bypasses de calentadores (%).
- Posición válvulas bypasses (%).
- Posición válvula vapor principal (%).
- O2: Concentración volumétrica de O2 en gases de escape medido en base seca (%).
- Pext: Presión de vapor en las extracciones (barg).
- Tdren: Temperatura drenaje de los calentadores (°C).

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

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

- Qi: Consumo del combustible i (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:

PCli: Poder calorífico inferior del combustible i (kJ/kg).

Pa: Precio del m³ de agua desmineralizada (€/m³).

6.2.2 Medidas 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. Se registrarán, con carácter general, las mismas variables que las indicadas en el apartado 6.1.2.

Adicionalmente, se deberán registrar los eventos más significativos que se produzcan en el proceso de arranque y parada como son las conexiones y desconexiones de las bombas y/o compresores de los distintos circuitos que se consideren relevantes (Ej. bombas de agua de alimentación, de circulación, etc.).

ANEXO A.II.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de grupos de generación térmica de turbinas de vapor 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 de despacho (A, B, C, A' y B') que intervienen en el cálculo de los costes variables de las centrales térmicas de turbinas de vapor de fuel en los territorios no peninsulares.

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 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. Solo 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 los Mercados y la Competencia.

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 que sean propios e inherentes al funcionamiento del grupo.

Asegurar que la instalación opera durante las pruebas en condiciones adecuadas de disponibilidad y funcionamiento de sus elementos, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y de coste de arranque.

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 necesario 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 acta provisional de resultados enviada por la empresa propietaria.

La redacción y el envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 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 tres meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas.

2. El supervisor de las pruebas dispondrá de quince días hábiles a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la

documentación previa enviada. Alternativamente, si la empresa propietaria ha enviado la información indicada en el apartado anterior con la antelación de tres meses, el supervisor de las pruebas remitirá a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada con anterioridad a 45 días a la fecha programada de los ensayos.

3. La empresa propietaria y el supervisor de las pruebas dispondrá de un plazo de 10 días hábiles 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 los Mercados y la Competencia. 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 deberá haber completado y enviado la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha prevista de inicio de las pruebas.

En caso de que no se hubiera completado con la antelación indicada, al menos, la documentación señalada en esa sección como imprescindible, el titular de los grupos no podrá iniciar las pruebas de rendimiento en la fecha prevista. Lo anterior sin perjuicio de la obligación anteriormente establecida y del resto de documentación requerida.

6. 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.

7. A la finalización de la prueba la empresa propietaria entregará al supervisor la recopilación de datos, información y registros producidos durante la misma. Excepcionalmente, dispondrá de, como máximo, 3 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente.

8. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al supervisor en un plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo con la mejor información disponible.

9. El supervisor remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles a partir de su recepción.

10. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el supervisor, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al supervisor. Este acta llevará identificados los posibles comentarios del supervisor donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes así como la justificación del titular de los grupos.

11. 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 los Mercados y la Competencia y a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles 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.

Las diferencias con el acta final de la prueba emitido por el propietario deberán ser inferiores al 0,1 % en los ensayos de consumo específico y arranques. En los casos en los que las diferencias fuesen superiores al umbral definido, en el informe de supervisión se recogerán los obtenidos en el cálculo de contraste como los parámetros resultantes de las pruebas, salvo que existan razones técnicas que, a juicio del supervisor, lo desaconsejen. En todo caso, se hará constar esta situación y hasta donde sea conocido el motivo de la diferencia.

Argumentación de los desacuerdos recogidos durante el transcurso de todo el proceso de realización de las pruebas y del cálculo de contraste (en caso de que proceda). Adicionalmente, este informe llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes, su justificación – que en función de su naturaleza podrá ser en un informe específico–, así como, en su caso, los comentarios realizados por el titular de los grupos.

Listado de aquella documentación recogida en el apartado 5 de este procedimiento que no se haya puesto a disposición del supervisor con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha de inicio de la prueba de rendimiento. El propietario de la instalación podrá aportar las justificaciones oportunas, que serán incluidas en este apartado.

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 un 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 Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas.

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 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.
ANSI/ASME MFC 11M Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flowmeters.

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 como carga mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política y Energética de 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: definimos este estado como aquél 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 aquél en que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a carga mínima del grupo y siempre que se encuentre dentro de un proceso de parada.

Estado de embotellamiento: se define este estado como la condición que adopta un grupo tanto en el 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 el 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.

Adicionalmente, se define cuando el grupo no está en funcionamiento:

Estado o periodo intermedio de paro: se define este estado como aquel en el que se encuentra un grupo térmico cuando este está desacoplado de la red y ajeno al proceso de parada-arranque, manteniéndose en un estado de conservación o de disponibilidad que permita el inicio de un proceso de puesta en carga cuando así sea requerido.

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

Proceso de parada: comprenderá la parte de un arranque entre el estado inicial de carga mínima, la bajada de carga, parada y desacoplamiento de la red y la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro. Normalmente esta maniobra corresponde a la parada de ventiladores y/o otros equipos principales como bombas y/o la entrada del virador (según lo indicado en sus procedimientos de arranque y parada), pudiendo encontrarse el grupo en situación de embotellamiento.

Proceso de puesta en carga: comprenderá la parte de un arranque desde la puesta en marcha del primer auxiliar para iniciar dicho proceso (saliendo de este modo del estado intermedio de paro) 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 tiempo de arranque la duración en horas de un proceso de arranque completo. Suma de tiempos de parada, conservación y puesta en carga.

Tiempo de parada: se define como tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a carga mínima y se inició un proceso de parada hasta que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado de conservación.

Tiempo de conservación o intermedio de paro: se define como el tiempo transcurrido desde que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado de conservación hasta que se inicia el proceso de puesta en carga.

Tiempo de puesta en carga: se define como el tiempo transcurrido desde que se da el 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 los costes producidos en este proceso inherentes a la secuencia de parada/conservación/arranque del grupo o de la configuración del grupo bajo ensayo.

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.

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 desacoplamiento de la unidad.

Etapas 2: corresponde al periodo comprendido entre el desacoplamiento de la unidad y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada del grupo con el que éste llega a un estado de intermedio de paro.

Estas dos primeras etapas constituyen el proceso de parada.

Etapas 3: incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad.

Etapas 4: corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad y la consecución de la carga mínima.

Estas dos últimas etapas constituyen el proceso de puesta en carga.

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 inherentes al funcionamiento del grupo 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.

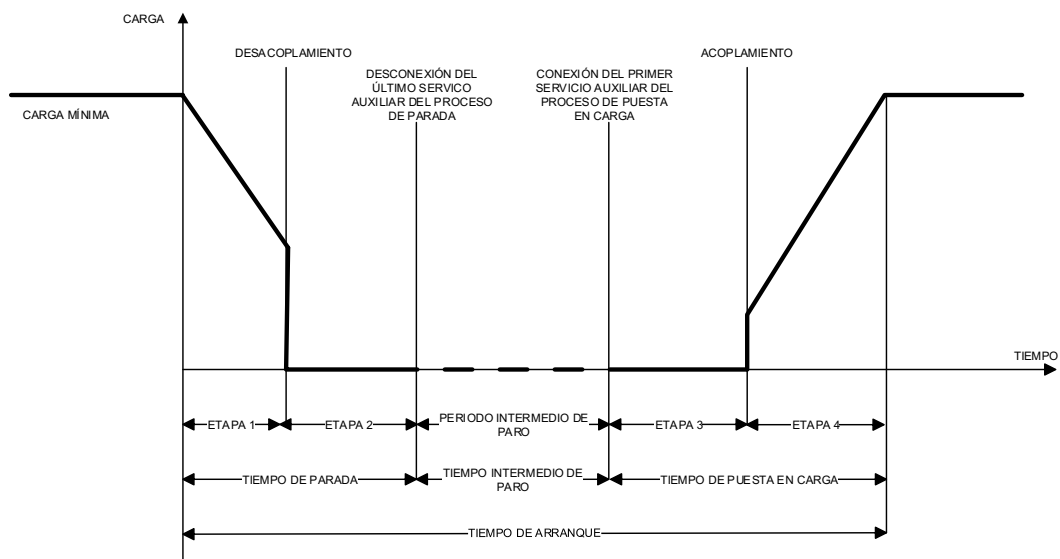
Energía eléctrica suministrada por el exterior, inherente al proceso de parada del grupo, y valorada en su equivalente calorífico al consumo específico neto a la carga mínima.

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

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

Entre la etapa 2 y la etapa 3 el grupo habrá podido estar en un estado intermedio de paro cuyos consumos y costes no serán considerados para la determinación del coste de arranque, si bien, será susceptible de incluirse el consumo asociado al embotellamiento de la caldera que se pudiera producir en este estado.

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 turbinas de vapor de fuel.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al supervisor las adaptaciones de los procedimientos generales de la instalación a probar de acuerdo con los plazos estipulados en la sección 2 de este el envío al supervisor de las pruebas 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 de la instalación, 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 y confirmación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.

Listado y características de los instrumentos usados para tomar medidas primarias.

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.

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 que se considera imprescindible:

a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación *as built*) siguientes:

Vapor principal, recalentado y bypasses.

Sistema de condensado y sistema agua de alimentación.

Purgas de caldera y turbina.

Sistema de vapor auxiliar.

Sistema de agua desmineralizada.

Sistema de agua de circulación.

Aire-gases caldera.

Sistema de tratamiento de gases de escape (por ejemplo, sistema de desulfuración, filtro de partículas, según corresponda).

Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.

Unifilar.

b) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.

c) Curvas suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico del grupo debido a todos los efectos.

d) 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.

e) 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.

f) 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. Estos valores deberán ser justificados con información del fabricante y valores históricos de operación.

g) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores principal y de auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.

h) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo. Estos valores deberán ser justificados con información del fabricante y valores históricos de operación.

- i) Manuales de operación y secuencias de arranque.
- j) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.

A continuación, se indica la documentación que, sin ser imprescindible para la obtención de resultados, se considera de gran importancia para el correcto desempeño de la labor de supervisión:

a) Registro de consumos específicos históricos del grupo a carga media y, en caso de estar disponible, a cualquier otro nivel de carga, y en especial, de aquellas cargas susceptibles de ser ensayadas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de las pruebas.

b) Datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán ser coherentes con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

c) 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.

d) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera.

e) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador.

f) Manual del fabricante de los elementos principales: entre otros, turbina de vapor, de la caldera, sistemas de agua de alimentación y de condensado, sistema de agua de circulación y condensador.

g) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervengan en las pruebas.

h) Curva de emisiones de NOx en función de la carga en caso de disponer las unidades de sistema de medida de emisiones en continuo.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones durante la realización de las pruebas de rendimiento:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.
- c) Históricos de hojas de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Lista de señales del SCD.

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.

Croquis de dimensiones de los conductos de aire a la entrada de los precalentadores regenerativos de aire.

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 supervisor de las pruebas 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 últimos valores publicados por la administración (o en su defecto con respecto a los históricos aportados por el propietario) en más de un 3 %, el 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. El propietario de la instalación deberá aportar información suficiente que permita la verificación de los distintos aspectos.

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, que 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.

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 realizará al menos un ensayo de arranque de 8, 24 y 60 horas. Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular y las características de cada grupo.

En aquellos casos que se considere necesario realizar arranques adicionales a los indicados anteriormente, estos podrán ser realizados siempre y cuando sean aprobados por parte del supervisor de las pruebas.

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.

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 a lo largo de todo el año 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 seis cargas operacionales del grupo aproximadamente equidistantes, incluyendo 100 % y carga mínima. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

– 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 %.

– 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. Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el RD 738/2015, de 31 de julio.

– En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección.

– Se tendrán en cuenta las restricciones de condiciones de realización de pruebas por condiciones foco frío recogidas en el procedimiento particularizado para cada caso concreto.

– Durante la realización de las pruebas, el grupo deberá operarse en el modo de carga preseleccionada, y sin participar en los servicios de complementarios de regulación, a fin de garantizar la estabilidad durante los ensayos. Lo anterior no incluye la regulación primaria.

– 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.

– 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 soplados durante la realización de las pruebas.

– Las series de datos de las variables recogidas en cada ensayo deben 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.	10 %	± 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 %
Factor de potencia.	N/A	1 %

* Variación máxima admisible ante una perturbación durante el ensayo (es decir, la variación pico-valle producida por una perturbación concreta).

** Variación máxima admisible de cada dato con respecto a la media de los datos.

Debido a las diferencias entre los distintos grupos para los que es de aplicación este procedimiento, el propietario podrá proponer valores alternativos de cumplimiento de estabilidad de aquellos parámetros previa justificación que serán aprobados, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

- 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.

- Para cada ensayo se registrará la calidad del agua de caldera.

- 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.

- La caldera y el precalentador de aire deben estar limpios durante los ensayos de acuerdo a los planes habituales de soplado de la central. No se soplará la caldera durante la duración de cada ensayo.

- 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 conforme a lo descrito en el apartado 8.

- Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diésel 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 horas, siendo rechazables aquellos en que la duración sea menor por motivos imprevistos.

- La toma de datos de variables primarias y secundarias se realizará, siempre que estén disponibles, mediante sistemas de adquisición de datos automáticos. La frecuencia de lecturas deberá ser, de al menos 1 minuto.

- En caso de que sea necesario realizar tomas manuales de variables primarias y secundarias, el propietario deberá justificar e indicar las medidas correctivas que prevea aplicar en futuras pruebas. En estos casos, con carácter excepcional y debidamente justificados se podrán tomar datos con una frecuencia de 15 minutos tanto para variables primarias como secundarias.

- 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 turbinas de vapor de fuel.

- Se deberán extraer de los resultados del ensayo aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas de los parámetros operacionales de acuerdo a la tabla anterior. Los periodos a extraer deberán ser justo

antes de comenzar la perturbación y hasta, al menos, 10 minutos después. En estos casos, se extenderá la duración del ensayo en un tiempo equivalente al de la muestra de datos descartados. Adicionalmente, en caso de variaciones excesivas, el test será susceptible de ser repetido.

– 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 grupo tendrá que haber estado en funcionamiento las 24 horas previas al inicio del periodo de estabilidad.

– 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 este registro podrá utilizarse la instrumentación normal de la planta.

– En casos debidamente justificados, podrán reducirse los tiempos de estabilidad previa a los ensayos a propuesta del propietario y, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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 turbinas de vapor de fuel.

7. Documentación general de los ensayos

Se hará entrega al supervisor de las pruebas de una copia de toda la documentación (datos, información, fotografías y registros producidos) generada en la recogida de datos de cada ensayo en un formato que facilite y permita su tratamiento y procesado. Esta información deberá ser aportada antes de que se abandonen las instalaciones a la finalización de los ensayos. Se establece excepcionalmente y siempre que esté justificado un tiempo máximo de 2 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente. Cada una de las 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 combustible. 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 supervisor de las pruebas, 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 turbinas de vapor 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 propuesto por el propietario y aprobado, en su caso, por el supervisor, 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 desmineralizada.
- Fuel y gasoil.
- Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.

En aquellos casos en los que se puedan producir cambios en el combustible utilizado durante los ensayos, 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.

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.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica 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 factor de potencia del alternador f_5 .
 - 4.6 Corrección por temperatura del combustible f_6 .
 - 4.7 Correcciones por temperatura del foco frío dkW_{CW} .
 - 4.8 Corrección por ensuciamiento del compresor.
5. Cálculo de los parámetros técnicos de despacho económico de los TNP 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 inferior –PCI– 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 ciclo combinado a la red (WR) se calculará mediante la siguiente expresión que se obtendrá del sumatorio de los valores obtenidos de cada turbina de gas y vapor del ciclo:

$$WR = \sum_i WTP_i - WAR_i - WE_i \quad (2)$$

WTP_i: Potencia activa inyectada por el grupo a la red (kW), medida en bornas del transformador principal (lado de alta), y que se corresponde con la diferencia entre la potencia bruta activa medida en bornes del generador menos las pérdidas en el transformador principal y consumo de los servicios auxiliares propios de grupo, en caso de estar localizados entre el generador y el transformador de alta.

WAR_i: Potencia activa (kW) para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que no son alimentados desde el propio grupo, bien porque esta potencia es tomada de la red, bien porque esta potencia es suministrada desde el transformador de auxiliares de otro grupo. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP.

Esta potencia se medirá en bornas (lado de alta) del transformador de auxiliares o individualizadamente, cuando es suministrada desde otro grupo.

Los consumos inherentes en el funcionamiento del grupo para los que no sea posible la medida directa, serán identificados y desglosados por la empresa propietaria, indicando a qué sistema o subsistema del grupo provee servicio.

Este término podrá incluir el consumo asociado al agua inyectada para el control de emisiones de la turbina, en caso de ser utilizada o de reposición en el ciclo agua-vapor. Para ello, será necesario medir durante las pruebas el agua utilizada y la empresa propietaria deberá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. El consumo estimado por este concepto se denominará WAR_{demi}.

WE_i: Potencia activa (kW) consumida para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que, o bien de son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP ni WAR.

Estos consumos inherentes al funcionamiento de los grupos, se particularizarán para cada grupo de generadores de una instalación que están sujetos a la compartición de los mismos.

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:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} \quad (3)$$

Siendo el factor de utilización ($f_{\text{útil}}$) la fracción de tiempo respecto al total en la que se incurre en un consumo del servicio auxiliar.

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

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} * \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada} \\ \text{por el grupo} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada por el conjunto de grupos de la instalación} \\ \text{que comparten el servicio auxiliar} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]} \quad (4)$$

El cálculo de la energía generada por el grupo y conjunto de grupos que comparten el servicio auxiliar se realizará, como mínimo, con los registros históricos del año natural anterior al inicio de las pruebas. Si en dicho periodo la operación de alguno de los grupos implicados no es representativa por indisponibilidad del mismo, o en otros casos debidamente justificados, se podrá utilizar un criterio de ponderación distinto al indicado en el párrafo anterior debiendo este ser, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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

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

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que los conceptos WTP, WAR y WE deberán discriminar los consumos inherentes a la configuración sujeta a ensayo de los consumos asociados a otros sistemas o subsistemas de la unidad que no son propios de la configuración bajo ensayo.

No se deberán considerar como servicios auxiliares a efectos de cálculo de consumo específico todo aquel consumo, medido o estimado por la empresa propietaria, que no es propio e inherente al funcionamiento del grupo y para la configuración bajo pruebas del grupo. A título ilustrativo no limitativo, al objeto de aclarar el concepto de consumo inherente al funcionamiento del grupo, quedan excluidos de este concepto:

- 1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento, conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.
- 2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etc.

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:

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

Donde:

CC: Calor total aportado por el combustible basado en el poder calorífico inferior (kJ/h).

m_f : Flujo másico de combustible total (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:

$$CC = V_f * PCI \quad (7)$$

Donde:

CC: Flujo de calor basado en el poder calorífico inferior (kJ/h).

V_f : 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 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 del grupo baja progresivamente (según su rampa característica) desde su mínimo técnico 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 propios e inherentes al funcionamiento del grupo, tomada de la red.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

Etapa 2:

Se define la etapa 2 como aquella etapa comprendida entre desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.
2. Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

Esta etapa no incluye por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo. Sí se considerarán cuando sean de aplicación, los consumos asociados al embotellamiento de calderas.

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 acoplamiento de la unidad. Comienza por tanto con la conexión del primer auxiliar asociado al arranque del grupo. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

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

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 funcionamiento en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el combustible hasta alcanzar la carga mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo.
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:

$$C_c = \frac{P}{4186,8} \times \sum_{i=1} (Q_i \times PCI_i) \quad (9)$$

Donde:

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

Q_i : Consumo de combustible i 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 la fecha en la que se inicien los ensayos.

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 por los sistemas auxiliares del grupo, inherentes al mismo, 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 grupo obtenido de los ensayos a carga mínima realizados sobre el grupo (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 en la fecha en la que se inicien los ensayos.

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que bajo el término E_{SA} deberán considerarse sólo los consumos inherentes a dicha configuración.

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 a los resultados de los ensayos de funcionamiento a carga mínima que se realicen.

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 inyectada para el control de emisiones de la turbina o para la reposición del agua en el ciclo agua-vapor en cada ensayo 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.

Alternativamente, una vez contabilizado el consumo de agua desmineralizada durante el arranque, la empresa propietaria podrá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. En este caso, se calculará el coste de manera análoga al coste de la energía consumida por los servicios auxiliares (concepto C_{SA}).

3.3 Coste de arranque total.

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

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

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_a + \frac{1}{4186.8} \sum_{j=1}^4 \left[P \left(Q_j \cdot (PCI_j) \right) + (CENG)_{CM} \left(E_{SAj} - E_{Ej} \right) P_c \right] \quad (16)$$

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 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 documento 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:

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

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

Las correcciones se deberán aplicar sobre cada uno de los registros obtenidos en cada ensayo. En los casos en los que haya variables primarias con una frecuencia de muestreo menor al resto, se establecerían las correcciones a partir de los registros promediados en estos periodos. A modo de ejemplo, si existiesen variables primarias registradas con una frecuencia de 15 minutos, se calcularían las correcciones del resto de variables con los valores promediados que se hubieran registrado en estos 15 minutos.

Se deberá tener en cuenta a la hora de elegir los valores de referencia la dependencia de algunas variables con la potencia generada por dicho grupo. Para estos casos se deberá elaborar una curva que, construida a partir de históricos de dicha variable durante al menos un año, permita, en función de la potencia, calcular el valor de referencia de la variable para cada prueba de consumo específico. Se señalarán aquellos casos en los que no se considere adecuada la curva así obtenida a partir de históricos con un punto de carga de operación habitual, para su aplicación a la corrección a las cargas de los ensayos.

A continuación, se exponen ejemplos de factores de corrección habituales, sin perjuicio de que, según la documentación del fabricante o norma de aplicación, se puedan aplicar correcciones adicionales por otros parámetros previa justificación del propietario y aprobación, en su caso, por parte del supervisor de las pruebas.

4.1 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.

4.2 Corrección por presión barométrica a la entrada del compresor 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 a la entrada del compresor 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.

En aquellos casos en los que no se disponga de curvas de fabricante del grupo, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

4.5 Corrección por factor de potencia F_5 :

La corrección debida a este factor se hace en función de la diferencia de pérdidas en los alternadores y transformadores que existe entre el factor de potencia de referencia y el medido durante el ensayo. Este factor se calcula mediante la expresión siguiente:

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

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

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

Donde:

$\sum L_{pru}$: 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 para la misma potencia activa generada con el factor de potencia medido en el ensayo.

$\sum L_{ref}$: 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 para la misma potencia activa generada con el factor de potencia de referencia.

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.

4.6 Corrección por temperatura del combustible F_6 :

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_6 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.

4.7 Correcciones por temperatura del foco frío F_7 :

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 del consumo específico generado por este efecto.

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 (como por ejemplo el empleo de curvas genéricas según normativa ASME o normas similares) para el factor de corrección afectado, el cual habrá de ser aprobado en su caso, por el supervisor de las pruebas.

5. Cálculo de los parámetros técnicos de despacho económico de los TNP resultantes de las pruebas

En este capítulo se recoge como se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico de los TNP correspondientes al coste variable de funcionamiento y al coste de arranque asociado al combustible acorde con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

5.1 Costes variables de combustible.

En este apartado se calculan los parámetros técnicos de despacho $A(i)$, $B(i)$, $C(i)$ según se indica en el Anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, necesarios para el cálculo del coste variable de funcionamiento que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{combD}}(i,h,j) = [A(i) + B(i) \cdot p(i,h,j) + C(i) \cdot p^2(i,h,j)] \cdot pr(i,h,j) \quad (22)$$

Siendo:

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

$p(i,h,j)$: 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 indica en el Anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

Para el cálculo de A(i), B(i), C(i) es necesario obtener un ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico (te/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 corregido del grupo expresado (th/h).

CENG*_{pci}: Consumo específico neto corregido del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).

WR: Potencia neta cedida sin corregir 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 técnicos de despacho A(i), B(i), C(i).

En el caso de que los parámetros técnicos A(i), B(i), C(i) así obtenidos arrojasen en algún tramo de la curva calculada un coste incremental negativo, se valorará la introducción de algún ajuste adicional al ajuste cuadrático para evitar que esto suceda.

5.2 Costes de arranque.

En este apartado se calculan los parámetros A'(i), B'(i), según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en el cálculo del coste de arranque asociado al combustible, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{arD} = A'(i) \cdot [1 - \exp(-t/B'(i))] \cdot prar(i,h,j) + D(i) \quad (24)$$

El parámetro D(i) no se calcula en este procedimiento 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(i)), 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:

$$C_{termias} = C_{euros} \cdot 1/P \quad (25)$$

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 apartado 3.2.1.1 (€/th).

Adicionalmente, en aquellos casos en los que del ajuste exponencial de todos los puntos de la curva se observasen resultados no representativos del funcionamiento real del grupo, se podrán proponer criterios adicionales de ajuste exponencial de la curva que permitan obtener unos parámetros técnicos de despacho A' y B' alternativos. Esta propuesta, en su caso, será aprobada por el supervisor de las pruebas.

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

Mf/Vf: 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 trafo principal (kW).

WRET: Potencia reactiva en bornas de cada transformador principal durante el ensayo (kVAr).

WBM: 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 de la instalación– (kW).

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) en caso de corregir.

TTF: Temperatura del foco frío o sumidero final de calor (°C).

Mag/Vag: Agua inyectada para el control de emisiones (kg o m³).

Las medidas eléctricas de potencia anteriores (WTP, WRET, WAR, WE, WRE y WBM) también podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, estas medidas también serán primarias de clase 1.

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, etcétera.

PCI: Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg) ó (kJ/Nm³).

PCIR: Poder calorífico inferior del combustible de referencia (kJ/kg) o (kJ/Nm³).

Taocr: Temperatura del aire exterior a la entrada del compresor de referencia (°C).

Haocr: Humedad del aire a la entrada del compresor de referencia (%).

Par: Presión barométrica de referencia (bara).

Tcombr: Temperatura del combustible que alimenta a la(s) turbina(s) de gas tomada como referencia (°C).

Ttfr: Temperatura del foco frío o sumidero final de calor tomada como referencia (°C).

Lref: Sumatorio de las pérdidas de referencia en cada transformador y alternador (kW).

Lprue: Pérdidas del alternador y transformador con factor de potencia de la prueba (kW).

F_i: 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, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre estas medidas se encontrarán:

Frecuencia de la red (Hz).

CCON: Caudal de condensado (kg/h).

CAA: Caudal de agua de alimentación (kg/h).

CVAPP: Caudal de vapor principal de entrada a la turbina de vapor (kg/h).

CACIR: Caudal de agua de circulación (kg/h).

CATEM: Caudal de atemperaciones (kg/h).

PET: Presión en el condensador (bar).

TPCAL: Temperatura del pozo caliente (°C).

TCIRE: Temperatura agua circulación entrada al condensador (°C).

TCIRS: Temperatura agua circulación salida del condensador (°C).

PCIRE: Presión agua circulación entrada al condensador (°C).

PCIRS: Presión agua circulación salida del condensador (°C).

PCCON: Caída de presión a través del condensador (mbar).

Número de ventiladores en funcionamiento en caso de circuito de refrigeración cerrado.

TCON: Temperatura de condensado a la entrada y salida de los calentadores de BP (°C).

TAA: Temperatura de agua de alimentación a la entrada y salida de los calentadores de AP (°C).

Posición válvulas drenajes de calentadores (%).

Posición válvulas bypasses de calentadores (%).

Posición válvulas bypasses (%).

Posición válvula vapor principal (%).

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).

WTRAF: Potencia(s) de lo(s) trafo(s) principal(es) (kW).

WBRUTA: Potencia(s) de lo(s) generadores(s) (kW).

WTRFAUX: Potencia del (de los) trafo(s) auxiliar(s) (kW).

TREF: Temperatura del agua de refrigeración en entrada y salida (°C).

Flujo de combustible a las calderas auxiliares (kg/s).

Adicionalmente, para cada una de las turbinas de gas que conformen el ciclo, se aportarán las siguientes variables:

Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina (bar).

Posición de los álabes directores de entrada al (a los) compresor(es) de la(s) turbinas de gas. En caso de haber más de una etapa variable se aportarán ambos.

Temperatura del combustible (°C).

Flujo de combustible a las TGs (kg/s).

Caída de presión en los prefiltros de aire de admisión (mbar).
Caída de presión en los filtros de aire de admisión (mbar).
Presión del aire a la entrada del compresor (bar).
Presión de descarga del compresor (bar).
Temperatura de entrada al compresor (°C).
Temperatura de descarga del compresor (°C).
Temperatura de referencia de combustión (°C).
Temperatura de ingreso del gas en la turbina (°C).
Temperatura de los gases de escape (°C).
Contrapresión de escape a la salida de la turbina (bar).
Presión diferencial en el sistema de escape (bar).
Temperatura del refrigerante en caso de existir unidades enfriadoras (°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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

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

Qi: Consumo de combustible i (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 i (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. Se registrarán, con carácter general, las mismas variables que las indicadas en el apartado 6.1.2.

Adicionalmente, se deberán registrar los eventos más significativos que se produzcan en el proceso de arranque y parada como son las conexiones y desconexiones de las bombas y/o compresores de los distintos circuitos que se consideren relevantes (Ej. bombas de agua de alimentación, de circulación, etcetera).

ANEXO A.III.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica 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. 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 de despacho (A, B, C, A' y B') que intervienen en el cómputo de los costes variables de las centrales térmicas de ciclo combinado en los territorios no peninsulares.

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 los Mercados y la Competencia.

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 que sean propios e inherentes al funcionamiento del grupo.

Asegurar que la instalación opera durante las pruebas en condiciones adecuadas de disponibilidad y funcionamiento de sus elementos, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y de coste de arranque.

Realizar 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 necesario para el registro de valores de las pruebas.

El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.

La realización y envío de la documentación indicada en los apartados 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 los Mercados y la Competencia 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 tres meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en el apartado 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas.

2. El supervisor de las pruebas dispondrá de quince días hábiles a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada. Alternativamente, si la empresa propietaria ha enviado

la información indicada en el apartado anterior con la antelación de tres meses, el supervisor de las pruebas remitirá a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada con anterioridad a 45 días a la fecha programada de los ensayos.

3. La empresa propietaria y el supervisor de las pruebas dispondrán de un plazo de 10 días hábiles 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 y 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 los Mercados y la Competencia. 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 deberá haber completado y enviado la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha prevista de inicio de las pruebas.

En caso de que no se hubiera completado con la antelación indicada, al menos, la documentación señalada en esa sección como imprescindible, el titular de los grupos no podrá iniciar las pruebas de rendimiento en la fecha prevista. Lo anterior sin perjuicio de la obligación anteriormente establecida y del resto de documentación requerida.

6. 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 adaptado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del operador del sistema.

7. A la finalización de la prueba la empresa propietaria entregará al supervisor la recopilación de datos, información y registros producidos durante la misma. Excepcionalmente, dispondrá de, como máximo, 3 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente.

8. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al supervisor en un plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo con la mejor información disponible.

9. El supervisor remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en un plazo máximo de quince días hábiles a partir de su recepción.

10. La empresa propietaria tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el supervisor remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al supervisor. Este acta llevará claramente identificados los posibles comentarios del supervisor donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes así como la justificación del titular de los grupos.

11. 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 los Mercados y la Competencia y a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles 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.

Las diferencias con el acta final de la prueba emitido por el propietario deberán ser inferiores al 0,1 % en los ensayos de consumo específico y arranque. En los casos en los que las diferencias fuesen superiores al umbral definido, en el informe de supervisión se recogerán los obtenidos en el cálculo de contraste como los parámetros resultantes de las pruebas, salvo que existan razones técnicas que, a juicio del supervisor, lo

desaconsejen. En todo caso, se hará constar esta situación y hasta donde sea conocido el motivo de la diferencia.

Argumentación de los desacuerdos recogidos durante el transcurso de todo el proceso de realización de las pruebas y del cálculo de contraste (en caso de que proceda). Adicionalmente, este informe llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes, su justificación – que en función de su naturaleza podrá ser en un informe específico–, así como, en su caso, los comentarios realizados por el titular de los grupos.

Listado de aquella documentación recogida en el apartado 5 de este procedimiento que no se haya puesto a disposición del supervisor con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha de inicio de la prueba de rendimiento. El propietario de la instalación podrá aportar las justificaciones oportunas, que serán incluidas en este apartado.

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 actas de las pruebas.

Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

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:

ASME PTC 46 Overall plant performance.

ASME PTC 19 Instruments and apparatus.

ASME PTC 4.4 Gas turbine heat recovery steam generators.

ASME PTC 22 Gas turbines.

ASME PTC 6.2 Steam turbines in combined cycles.

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:

- ASME PTC 1 General instructions.
- ASME PTC 2 Definitions and values.
- ASME PTC 4.3 Air heaters.
- ASME PTC 12.2 Steam surface condensers.
- ASME PTC 12.3 Deaerators.
- ASME PTC 19.1 Test uncertainty.
- ASME PTC 19.2 Pressure measurement.
- ASME PTC 19.3 Temperature measurement.
- ASME PTC 19.5 Flow measurement.
- ASME PTC 19.6 Electrical measurements.
- ASME PTC 19.7 Measurement of shaft power.
- ASME PTC 19.8 Measurement of indicated power.
- ASME PTC 19.10 Flue and exhaust gas analyses.
- ASME PTC 19.11 Steam and water sampling. Conditioning and analysis in the power cycle.
- ASME PTC 19.12 Measurement of time.
- ASME PTC 19.13 Measurement of rotary speed.
- ASME PTC 19.14 Linear measurements.
- ASME PTC 19.16 Density determinations of solids and liquids.
- ASME PTC 20.3 Pressure control systems used on steam turbine generator units.
- ASME PTC 39.1 Condensate removal devices for steam systems.
- ANSI/ASME MFC 11M Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flowmeters.
- ISO 18888 Gas turbine combined cycle power plants.

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 como 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 la Carga Mínima del grupo y siempre que se encuentre dentro de un proceso de parada.

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 desacoplamiento de la red.

Adicionalmente, se define cuando el grupo no está en funcionamiento:

Estado o periodo intermedio de paro: se define este estado como aquel en el que se encuentra un grupo térmico cuando este está desacoplado de la red y ajeno al proceso

de parada-arranque, manteniéndose en un estado de conservación o de disponibilidad que permita el inicio de un proceso de puesta en carga cuando así sea requerido.

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

Proceso de parada: comprenderá la parte de un arranque entre el estado inicial de carga mínima, la bajada de carga, parada y desacoplamiento de la red y la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro. Normalmente esta maniobra corresponde a la parada de equipos principales como bombas y/o la entrada del virador (según lo indicado en sus procedimientos de arranque y parada), pudiendo encontrarse el grupo en situación de embotellamiento.

Proceso de puesta en carga: comprenderá la parte de un arranque desde la puesta en marcha del primer auxiliar para iniciar dicho proceso (saliendo de este modo del estado intermedio de paro) con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la carga mínima del grupo.

Entre estas secuencias de operación que comprende el arranque y ajeno a él, el grupo podrá haber pasado por un periodo intermedio de paro.

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 más el tiempo en el que el grupo haya estado en un periodo intermedio de paro.

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 parada hasta que se produce la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro.

Tiempo intermedio de paro: se define como el tiempo transcurrido desde que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado intermedio de paro hasta que se inicia el 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 los procesos de parada y de puesta en carga del grupo o de la configuración del grupo bajo ensayo.

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.

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 desacoplamiento de la unidad.

Etapas 2: corresponde al periodo comprendido entre desacoplamiento de la unidad y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada del grupo con el que éste llega a un estado de intermedio de paro.

Estas dos primeras etapas constituyen el proceso de parada.

Etapas 3: incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad.

Etapas 4: corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la carga mínima.

Estas dos últimas etapas constituyen el proceso de puesta en carga.

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: se integra por los dos tipos de energía siguientes:

Energía calorífica suministrada por el combustible durante la etapa.

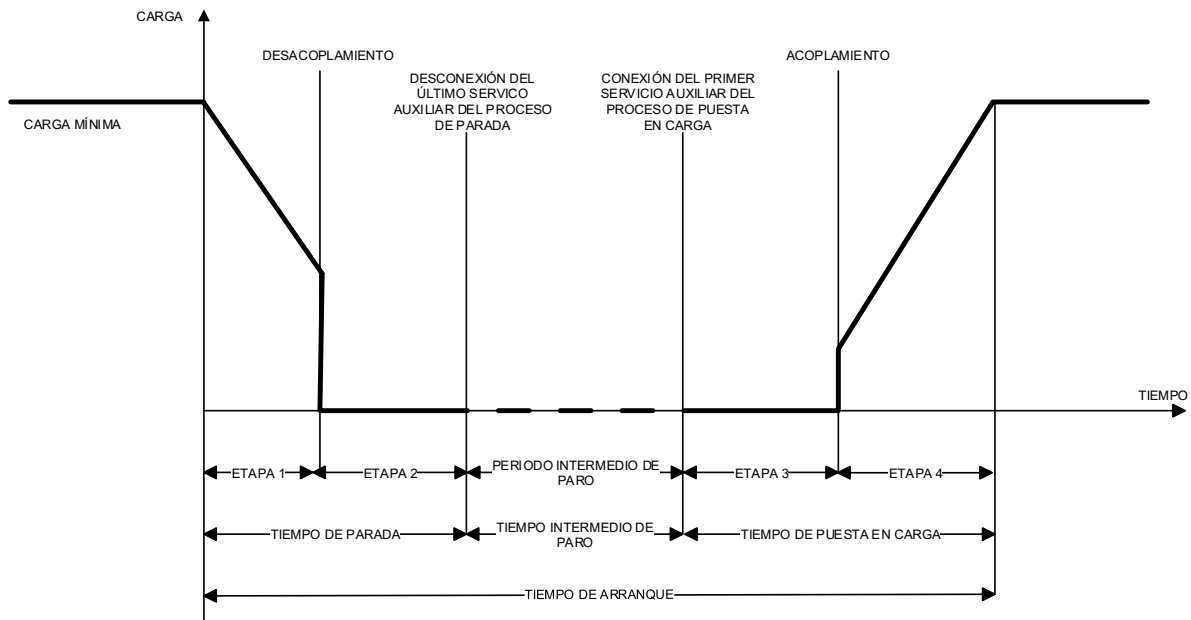
Energía eléctrica suministrada por el exterior, inherente al proceso de parada del grupo y valorada en su equivalente calorífico al consumo específico neto a la carga mínima.

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

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

Entre la etapa 2 y la etapa 3 el grupo habrá podido estar en un estado intermedio de paro cuyos consumos y costes no serán considerados para la determinación del coste de arranque, si bien, será susceptible de incluirse el consumo asociado al embotellamiento de la caldera que se pudiera producir en este estado.

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 de consumo específico y 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 supervisor 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 supervisor 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 térmico y combustible habitualmente utilizado, con el correspondiente análisis.
- Croquis esquemático de la instalación, del ciclo, esquema eléctrico unifilar con auxiliares y croquis de la caldera, localizando en todos ellos 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 y confirmación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.
- Listado y características de los instrumentos usados para tomar medidas primarias.
- 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.
- 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 que se considera imprescindible:

- a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación *as built*) siguientes:
 - Vapor principal y baipases.
 - Sistema de condensado y agua de alimentación.
 - Caldera de recuperación.
 - Turbina de vapor.
 - Turbina de gas.
 - Drenajes y venteos de la caldera de recuperación.
 - Drenajes y venteos de la turbina de vapor.
 - Sistema de vapor auxiliar.
 - Agua desmineralizada.
 - Sistema de agua de circulación.
 - Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.
 - Unifilares.
- b) Curvas entregadas por el suministrador principal para la corrección del consumo específico del ciclo combinado debido a todos los efectos.
- c) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.
- d) Manuales, parámetros y curvas de corrección del alternador y transformadores principales y auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.
- e) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo.
- f) 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.

- g) Manuales de operación y secuencias de arranque.
- h) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.
- i) 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.

A continuación, se indica la documentación que, sin ser imprescindible para la obtención de resultados, se considera de gran importancia para el correcto desempeño de la labor de supervisión:

- a) Balances térmicos del ciclo combinado a cargas distintas por encima del mínimo técnico (uno de ellos corresponderá al 100 % de carga) y en distintas condiciones ambientales para los diferentes modos de funcionamiento del ciclo.
- b) Registros históricos del grupo que contengan, al menos los últimos 12 meses antes del inicio de las pruebas conteniendo, al menos, registros horarios. Se incluirán en el mismo, todas las variables disponibles del ciclo significativas y en un formato digital que será, en su caso, aprobado por el supervisor. Adicionalmente, se incluirán si procede, hojas de datos de funcionamiento de los parámetros de operación a ajustar en la planta que lo requieran.
- c) Registro de consumos específicos históricos del grupo a carga media y, en caso de estar disponible, a cualquier otro nivel de carga, y en especial, de aquellas cargas susceptibles de ser ensayadas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de las pruebas.
- d) Datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán ser coherentes con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- e) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera de recuperación.
- f) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador.
- g) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervienen en las pruebas.
- h) Curva de emisiones de NOx en función de la carga en caso de disponer la unidades de sistema de medida de emisiones en continuo.
- i) Manual del fabricante de los elementos principales: entre otros, las turbinas de gas y de vapor, de la caldera de recuperación de calor, sistemas de agua de alimentación y de condensado, sistema de agua de circulación y condensador.
- j) Curvas suministradas por el fabricante para la corrección de la potencia generada debido a todos los efectos.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones durante la realización de las pruebas de rendimiento:

- a) Listado de instrumentos del grupo.
- b) Detalle de montaje de instrumentos.
- c) Históricos de calibración de instrumentos que lo requieran.
- d) Lista de señales del SCD.

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 supervisor de las pruebas 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 últimos valores publicados por la administración (o en su defecto con respecto a los históricos aportados por el propietario) en más de un 3 %, el 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. El propietario de la instalación deberá aportar información suficiente que permita la verificación de los distintos aspectos.

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 de 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) de manera que se cumplan simultáneamente las siguientes dos condiciones para la realización de las pruebas:

1. Que el último lavado de compresor se hubiera realizado en los últimos 3 meses antes de la realización de las pruebas.
2. Que no se hayan producido más de 700 horas de fuego desde el último lavado de compresor realizado antes de la realización de cada ensayo.

En aquellos casos donde, de la política de lavados del titular de los grupos se desprendiese una frecuencia de lavados inferior a las 2.000 horas de fuego, se deberá revisar el valor máximo de horas de fuego admisibles desde el último lavado del compresor de manera que se cumpla siempre que la pérdida de eficiencia estimada en el ensayo [$Eff(t)$], no sea superior a la pérdida de eficiencia promedio (Eff promedio) entre lavados del compresor:

$$Eff(t) = - \left(e^{\frac{-t}{CTE}} - 1 \right)$$

$$\overline{Eff} = \frac{\int_0^{t_{lavados}} Eff(t) dt}{t_{lavados}}$$

$$Eff(t) \leq \overline{Eff}$$

Siendo:

$Eff(t)$: Estimación de la pérdida de eficiencia que se asume en un compresor transcurridas t horas desde la última limpieza realizada.

\overline{Eff} : Promedio de la pérdida de eficiencia que se asume en un compresor entre dos lavados del mismo.

t : horas de fuego en la turbina desde la última limpieza del compresor realizada.

CTE (horas): Constante de tiempo que caracterizará la rapidez con la que se produce el ensuciamiento de un compresor. Tomará el valor de 439 horas por defecto.

$t_{lavados}$: horas de fuego en la turbina que se producen habitualmente entre lavados de compresor y según la política de limpiezas aplicadas por el propietario. El valor máximo de $t_{lavados}$ por defecto se establece en 2.000 horas.

En aquellos casos en los que se requiera aumentar el número de horas entre lavados (« $t_{lavados}$ ») hasta 6.000h (como máximo) por cuestiones justificadas, el propietario deberá proponer una curva particular de pérdida de eficiencia de la turbina por ensuciamiento del compresor [$Eff(t)$] basada en la monitorización histórica de los datos de proceso de la unidad, en continuo a ser posible, o en información suministrada por el fabricante; ambas fuentes de información deberán estar siempre referidas a las condiciones de emplazamiento de cada unidad en particular. Esta curva $Eff(t)$ será, en su caso, aprobada por el supervisor de las pruebas.

En el resto de casos, el propietario podrá proponer utilizar caracterizaciones particulares del ensuciamiento del compresor [$Eff(t)$] y/o valores particulares de la constante CTE obtenidos a partir de la monitorización histórica o datos del fabricante, tal y como se indica en el párrafo anterior.

En cualquier caso, estas curvas particulares deberán ser aportadas por el propietario de la instalación siempre que estén disponibles.

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 con planta parada y en operación prescritos por el suministrador. Verificar si la frecuencia de dichos lavados sigue las mejores prácticas y las recomendaciones del fabricante.

Verificar visualmente el estado de los compresores antes de las pruebas para determinar el grado de ensuciamiento.

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 realizará al menos un ensayo de arranque de 2 horas y otro de 24 horas para los ensayos de modos de funcionamiento de una turbina de gas en ciclo abierto.

Se realizará al menos un ensayo de arranque de 8, 24 y 60 horas para los ensayos de modos de funcionamiento que incluyan la turbina de vapor.

Los tiempos especificados son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular y las características de cada grupo.

En aquellos casos que se considere necesario realizar arranques adicionales a los indicados anteriormente, estos podrán ser realizados siempre y cuando sean aprobados por parte del supervisor de las pruebas.

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.

Los ensayos de arranque podrán realizarse con el mantenimiento del grupo en estado de embotellamiento del ciclo agua-vapor para minimizar las pérdidas de calor después de la parada, según sea la práctica habitual con los grupos ensayados. 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 a lo largo de todo el año 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.

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 y cada uno de ellos con su respectiva curva.

Cada uno de los ensayos de consumo específico para cada turbina de gas se realizará, como mínimo, a seis cargas equidistantes operacionales del grupo incluyendo: carga base y carga mínima. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

Para cada conjunto turbina de gas-caldera de recuperación-turbina de vapor se realizarán igualmente seis cargas equidistantes operacionales del grupo incluyendo: carga base y carga mínima correspondiente a este modo de funcionamiento. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

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 cada una de la(s) turbina(s) de gas asegurando que el baipás de gases esté 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 seis cargas equidistantes operacionales del grupo incluyendo: carga base y carga mínima, con todas las turbinas de gas a la misma carga para cada escalón de carga ensayado. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

La carga del grupo se ajustará a la señalada mediante el indicador de potencia del SCD de la sala de control.

Durante la realización de las pruebas, el grupo deberá operarse en el modo de carga preseleccionada, y sin participar en los servicios de complementarios de regulación, a fin de garantizar la estabilidad durante los ensayos. Lo anterior no incluye la regulación primaria.

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 %.

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.

Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

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 supervisor de las pruebas. 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 modo de operación del ciclo combinado durante cada ensayo será el habitual del mismo a excepción de los servicios complementarios de regulación (regulación secundaria) que estarán deshabilitados para garantizar los criterios de estabilidad.

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:

Parámetros	Variación admisible respecto a la media
Potencia eléctrica de salida.	$\pm 1,3 \%$ excepcionalmente $\pm 5 \%$
Factor de potencia.	$\pm 2 \%$
Velocidad de rotación.	$\pm 1 \%$
Temperatura de combustible líquido o gaseoso (gas natural).	$\pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$
Presión del combustible gaseoso suministrado a la turbina de gas.	$\pm 1 \%$
Poder calorífico.	$\pm 2 \%$
Flujo de combustible.	$\pm 1 \%$
Presión barométrica.	$\pm 0,5 \%$
Temperatura de aire en toma de entrada.	$\pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$
Contrapresión de escape en la turbina de gas.	$\pm 5 \%$
Flujo de agua de alimentación.	$\pm 5 \%$
Flujo de vapor principal.	$\pm 5 \%$
Temperatura de agua de alimentación.	$3 \text{ }^\circ\text{C}$
Temperatura de vapor principal.	$3 \text{ }^\circ\text{C}$
Flujo de agua de circulación.	$\pm 15 \%$
Temperatura de agua de circulación a la entrada del condensador.	$1 \text{ }^\circ\text{C}$

Debido a las diferencias entre los distintos grupos para los que es de aplicación este procedimiento, el propietario podrá proponer valores alternativos de cumplimiento de estabilidad de aquellos parámetros previa justificación que serán aprobados, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

La turbina de vapor funcionará a presión fija o deslizante del modo habitual que opera para la carga del ensayo.

Para cada ensayo se registrará la calidad del agua de caldera.

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.

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 conforme a lo descrito en el apartado 8.

Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diésel 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 una hora, siendo rechazables aquellas en que la duración sea menor.

La toma de datos de variables primarias y secundarias se realizará, siempre que estén disponibles, mediante sistemas de adquisición de datos automáticos. La frecuencia de lecturas deberá ser, de al menos 1 minuto.

En caso de que sea necesario realizar tomas manuales de variables primarias y secundarias, el propietario deberá justificar e indicar las medidas correctivas que prevea aplicar en futuras pruebas. En estos casos, con carácter excepcional y debidamente justificados se podrán tomar datos con una frecuencia de 15 minutos tanto para variables primarias como secundarias.

En los casos en los que no se registren de manera automática todas las variables primarias, y aquellas variables secundarias que se consideren de especial importancia a juicio del supervisor, la duración de cada ensayo se aumentará a 2 horas.

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 de ciclo combinado.

Se deberán extraer de los resultados del ensayo aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas de los parámetros operacionales de acuerdo a la tabla anterior. Los periodos a extraer deberán ser justo antes de comenzar la perturbación y hasta, al menos, 10 minutos después. En estos casos, se extenderá la duración del ensayo en un tiempo equivalente al de la muestra de datos descartados. Adicionalmente, en caso de variaciones excesivas, el test será susceptible de ser repetido.

Se mantendrá la carga seleccionada durante, al menos, una (1) hora para estabilizar los parámetros de operación, antes de dar comienzo 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.

En casos debidamente justificados, podrán reducirse los tiempos de estabilidad previa a los ensayos a propuesta del propietario y, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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 documento 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

Se hará entrega al supervisor de las pruebas de una copia de toda la documentación (datos, información, fotografías y registros producidos) generada en la recogida de datos de cada ensayo en un formato que facilite y permita su tratamiento y procesado. Esta información deberá ser aportada antes de que se abandonen las instalaciones a la finalización de los ensayos. Se establece excepcionalmente y siempre que esté justificado un tiempo máximo de 2 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente. Cada una de las 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 combustible. 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 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 supervisor de las pruebas, 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 esta, 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 grupo, 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. El 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 propuesto por el propietario y aprobado, en su caso, por el supervisor, 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 desmineralizada.

Gasoil.

Gas natural.

Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.

En aquellos casos en los que se puedan producir cambios en el combustible utilizado durante los ensayos, 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.

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.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de vapor 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.
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 de los parámetros técnicos de despacho económico de los sistemas eléctricos de los tnp 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 Procedimiento de 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.

Para el cálculo del consumo específico con combustible auxiliar en operación continua se aplicará el anexo A.IV.1. Metodología de cálculo de consumo específico y costes de arranque en centrales térmicas de turbinas de vapor de carbón.

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 en (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:

$$CENG_{(PCI)} = CENG \cdot PCI / PCS \quad (2)$$

Como es evidente, puede escribirse:

$$CTAPC = \frac{\text{Calor total cedido por caldera por unidad de tiempo}}{\eta / 100} \quad (3)$$

Siendo:

CTAPC: Calor total aportado por caldera por unidad de tiempo.

η : Rendimiento de caldera cuyo cálculo se desarrolla en el apartado 2.6 (%).

Asimismo, pueden escribirse las siguientes relaciones:

$$\left[\begin{array}{l} \text{Calor total cedido} \\ \text{por caldera por} \\ \text{unidad de tiempo} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Calor cedido directamen te} \\ \text{por caldera al ciclo por} \\ \text{unidad de tiempo} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{Calor cedido por caldera} \\ \text{para caldeo de auxiliares} \\ \text{por unidad de tiempo} \end{array} \right]$$

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 CENG C resulta:

$$CENG C = \frac{FG \cdot (CCC + CCCA) \cdot FA}{\eta / 100} \quad (11)$$

A partir de este consumo específico, calculado en base al total del calor aportado a caldera se calcula el consumo específico neto del grupo (CENG), basado únicamente en el calor aportado a caldera por el combustible:

$$CENG = CENG_C \cdot \frac{1}{1 + \left(\frac{H_c}{PCS} \right)} \quad (12)$$

Donde:

H_c : Calor aportado al aire por kg de combustible (kJ/kg), cuyo 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 activa inyectada por el grupo a la red (kW), medida en bornas del transformador principal (lado de alta), y que se corresponde con la diferencia entre la potencia bruta activa medida en bornes del generador menos las pérdidas en el transformador principal y consumo de los servicios auxiliares propios de grupo, en caso de estar localizados entre el generador y el transformador de alta.

WAR = Potencia activa (kW) para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que no son alimentados desde el propio grupo, bien porque esta potencia es tomada de la red, bien porque esta potencia es suministrada desde el transformador de auxiliares de otro grupo. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP.

Esta potencia se medirá en bornas (lado de alta) del transformador de auxiliares o individualizadamente, cuando es suministrada desde otro grupo.

Los consumos inherentes en el funcionamiento del grupo para los que no sea posible la medida directa, serán identificados y desglosados por la empresa propietaria, indicando a qué sistema o subsistema del grupo provee servicio.

Este término podrá incluir el consumo asociado al agua desmineralizada utilizada para la reposición del agua en el ciclo agua-vapor. Para ello, será necesario medir durante las pruebas el agua utilizada y la empresa propietaria deberá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. El consumo estimado por este concepto se denominará WAR_{demi} .

WE = Potencia activa (kW) consumida para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que, o bien de son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP ni WAR.

Estos consumos inherentes al funcionamiento de los grupos, se particularizarán para cada grupo de generadores de una instalación que están sujetos a la compartición de los mismos.

Los consumos de servicios auxiliares, incluidos en los términos WAR y WE, serán revisados y, en su caso, aprobados 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:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} \quad (14)$$

Siendo el factor de utilización ($f_{\text{útil}}$) la fracción de tiempo respecto al total en la que se incurre en un consumo del servicio auxiliar.

Este sería el caso típico del consumo de compresores para soplado de caldera.

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

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} * \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada} \\ \text{por el grupo} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada por el conjunto de grupos de la instalación} \\ \text{que comparten el servicio auxiliar} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]} \quad (15)$$

El cálculo de la energía generada por el grupo y conjunto de grupos que compartan el servicio auxiliar se realizará, como mínimo, con los registros históricos del año natural anterior al inicio de las pruebas. Si en dicho periodo la operación de alguno de los grupos implicados no es representativa por indisponibilidad del mismo, o en otros casos debidamente justificados, se podrá utilizar un criterio de ponderación distinto al indicado en el párrafo anterior debiendo este ser, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

3. Consumo de potencia del parque de carbón se podrá atribuir de manera similar al método general de cálculo propuesto en los dos puntos anteriores o como se indica a continuación. No obstante, se realizará un estudio particular para cada instalación:

$$WE_i = \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida} \\ \text{en kW} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{Horas diarias} \\ \text{carboneo} \end{array} \right] \cdot \left[\begin{array}{c} \text{t/h consumo} \\ \text{carbón grupo} \end{array} \right]}{24 \cdot \left(\text{t/h consumo carbón de la central} \right)} \quad (16)$$

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:

$$WE = \sum_i WE_i \quad (17)$$

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que los conceptos WTP, WAR y WE deberán discriminar los consumos inherentes a la configuración sujeta a ensayo de los consumos asociados a otros sistemas o subsistemas de la unidad que no son propios de la configuración bajo ensayo.

No se deberán considerar como servicios auxiliares a efectos de cálculo de consumo específico todo aquel consumo, medido o estimado por la empresa propietaria, que no es propio e inherente al funcionamiento del grupo y para la configuración bajo pruebas

del grupo. A título ilustrativo no limitativo, al objeto de aclarar el concepto de consumo inherente al funcionamiento del grupo, quedan excluidos de este concepto:

- 1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento y conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.
- 2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etc.

2.3 Cálculo del consumo específico del ciclo.

Para realizar este cálculo es necesario computar 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:

$$CCPC = \dot{m}_{VP} \cdot i_{VP} - \dot{m}_{AA} \cdot i_{AA} + \dot{m}_{RC} \cdot i_{RC} - \dot{m}_{RF} \cdot i_{RF} - \dot{m}_{SS} \cdot i_{SS} - \dot{m}_{SR} \cdot i_{SR} \quad (18)$$

Siendo:

- \dot{m}_{VP} = Caudal de vapor principal que sale de la caldera (kg/h).
- \dot{m}_{AA} = Caudal de agua de alimentación entrada 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 la 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 la 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:

$$CCOF = \dot{m}_{VPC} \cdot i_{VPC} + \dot{m}_{DTA} \cdot i_{DTA} + \dot{m}_{DTP} \cdot i_{DTP} + \dot{m}_{VTP} \cdot i_{VTP} + \dot{m}_{AMU} \cdot i_{AMU} \quad (19)$$

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 drenajes (kg/h).
- \dot{m}_{DTP} = Caudal drenaje enviado al ciclo desde tanque presurizado drenajes (kg/h).
- \dot{m}_{VTP} = Caudal vapor venteado al ciclo desde tanque presurizado 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:

$$CCPA = \dot{m}_{VAC} \cdot i_{VAC} + \dot{m}_{VS} \cdot i_{VS} + \dot{m}_{PC} \cdot i_{PC} + \dot{m}_{AT} \cdot i_{AT} + \dot{m}_{FC} \cdot i_{VAC} \quad (20)$$

Siendo:

\dot{m}_{VAC} = Caudal de vapor auxiliar tomado de caldera (kg/h).

\dot{m}_{VS} = Caudal de vapor a sopladores (kg/h).

\dot{m}_{PC} = Caudal de purga continua de 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 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 de los territorios no peninsulares. 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, a 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 los cálculos según 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 baipaseable. Si lo es, y se coloca en baipás de la línea de condensado, esta 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 ensayos 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:

$$\begin{aligned} \dot{m}_{AA} - \sum_{j=n}^m \dot{m}_{vj} &= \dot{m}_C + \dot{m}_{DD} + \dot{m}_{VD} + \dot{m}_{IC} - \dot{m}_{DC} - \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{SR} \\ \dot{m}_{AA} \cdot i_{sn} - \dot{m}_{vn} \cdot i_{vn} - \sum_{j=n+1}^m \dot{m}_{vj} \cdot i_{D(n+1)} &= \\ = \dot{m}_C \cdot i_C + \dot{m}_{DD} \cdot i_{DD} + \dot{m}_{VD} \cdot i_{VD} + (\dot{m}_{IC} - \dot{m}_{DC} - \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{SR}) \cdot i_{sn} \\ \dot{m}_{AA} (i_{Sr} - i_{Er}) - \dot{m}_{vr} \cdot (i_{Vr} - i_{Dr}) - \sum_{j=r+1}^m \dot{m}_{vj} \cdot (i_{Dj} - i_{Dr}) &= 0 \quad r = n + 1, \dots, m \end{aligned} \quad (21)$$

Siendo:

m = Número de calentadores de agua de alimentación incluyendo el desaireador, los de alta y 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 reinyecte 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, respectivamente \dot{m}_{SS} y \dot{m}_{SR} 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:

$$\dot{m}_{VP} = \dot{m}_{AA} - \dot{m}_{FC} - \dot{m}_{VAC} - \dot{m}_{VS} - \dot{m}_{PC} + \dot{m}_{SS} - \dot{m}_{AT} \quad (22)$$

$$\dot{m}_{RF} = \dot{m}_{VP} - \dot{m}_{ERF} - \dot{m}_{VARF} - \dot{m}_{EAP} - \dot{m}_{CTA} \quad (23)$$

$$\dot{m}_{RC} = \dot{m}_{RF} + \dot{m}_{SR} \quad (24)$$

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 caldera al ciclo y sin embargo no retornan a 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.

Solo 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:

$$\dot{m}_{EAP} = \dot{m}_{AA} \cdot \frac{i_{SCAP} - i_{ECAP}}{i_{VCAP} - i_{DCAP}} \quad (25)$$

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:

$$\dot{m}_{ERF} = \dot{m}_{AA} \cdot \frac{i_{SCRF} - i_{ECRF}}{i_{RF} - i_{DCRF}} - \dot{m}_{EAP} \cdot \frac{i_{DCAP} - i_{DCRF}}{i_{RF} - i_{DCRF}} \quad (26)$$

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 caldera al conjunto de caudales perdidos por el ciclo y que no puedan computarse como pérdida medible o calculable.

Así pues:

$$\dot{m}_{FC} = \dot{m}_{AMU} + \dot{m}_{FD} + \dot{m}_{FCP} - \dot{m}_{VS} - \dot{m}_{AT} - \dot{m}_{PC} + \dot{m}_{VPC} - \dot{m}_{VTA} \quad (27)$$

Siendo:

\dot{m}_{FD} = Caudal de fuga estimado por variación de nivel, en tanque del desairedador, teniendo en cuenta la geometría, (kg/h) (este valor es una medida).

\dot{m}_{FCP} = Caudal de fuga estimado por variación de nivel en pozo del condensador, teniendo en cuenta la geometría (kg/h) (este valor es una medida).

\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 de nivel en tanque de reserva de condensado:

$$\dot{m}_{AMU} = \frac{\pi \cdot d_{RC}^2}{4} \cdot \frac{\Delta h_{RC} \cdot \rho_{RC}}{\Delta t} \quad (28)$$

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 tanques de drenaje atmosféricos o presurizados se determinan como sigue:

$$\dot{m}_{DTA} = \dot{m}_{DAT} \cdot \frac{i_{VTA} - i_{AVAB}}{i_{VTA} - i_{DTA}} \quad (29)$$

$$\dot{m}_{VTA} = \dot{m}_{DAT} - \dot{m}_{DTA} \quad (30)$$

$$\dot{m}_{DTP} = \dot{m}_{DPR} \cdot \frac{i_{VTP} - i_{AVAB}}{i_{VTP} - i_{DTP}} \quad (31)$$

$$\dot{m}_{VTP} = \dot{m}_{DPR} - \dot{m}_{DTP} \quad (32)$$

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 (ramal 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:

$$Q_{AIRE} = 0,24 \cdot [\dot{m}_{AP} \cdot (T_{AECp} - T_A) + \dot{m}_{AS} \cdot (T_{AECs} - T_A)] \quad (33)$$

$$Q_{FO} = 0,45 \cdot \dot{m}_{FO} \cdot (T_{FOsc} - T_{FOEC}) \quad (34)$$

$$Q_{STD} = 0,45 \cdot (\dot{m}_{FO} + \dot{m}_{RFO}) \cdot (T_{FOEC} - T_{FOTD}) \quad (35)$$

$$Q_{FTA} = \beta \cdot (T_{FOTA} - T_A) \cdot \left(\pi \cdot d_{TA} \cdot h_{TA} + \frac{\pi \cdot d_{TA}^2}{4} \right) \quad (36)$$

Donde β , coeficiente global de transferencia de calor, puede estimarse según las siguientes tablas:

Tanque cubierto (ubicado en un recinto cerrado):

Temperatura del tanque (°C)	Coeficiente global de transferencia de calor, β (W/m ² °C)	
	No aislado	Aislado
10	6,8	1,7
27	7,4	1,8
38	8,0	2,0

Tanque a la intemperie:

Temperatura del tanque (°C)	Coeficiente global de transferencia de calor, β (W/m ² °C)	
	No aislado	Aislado
10	8,0	2,0
27	8,5	2,1
38	9,0	2,3

En cualquier caso, el propietario de las instalaciones podrá proponer métodos de cálculo alternativos para obtener Q_{FTA} siempre que estén debidamente justificados y previa aprobación del supervisor de las pruebas.

Siendo:

Q_{AIRE} = Consumo de calor en calentamiento de aire (kJ/h).

Q_{FO} = Consumo de calor en calentamiento de fueloil (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_{AECp} = Temperatura del aire a la entrada de los calentadores regenerativos de aire primario °C.

T_{AECs} = Temperatura del aire a la entrada de los calentadores regenerativos de aire secundario °C.

T_{FOEC} = Temperatura del fueloil a la entrada del equipo de calentamiento °C.

T_{FOSC} = Temperatura del fueloil a la salida del equipo de calentamiento °C.

T_{FOTD} = Temperatura del fueloil en el tanque diario °C.

T_{FOTA} = Temperatura del fueloil 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 fueloil a quemadores (kg/h).

\dot{m}_{RFO} = Caudal de recirculación de fueloil (kg/h).

d_{TA} = Diámetro interior del tanque de almacenamiento de fueloil, m.

h_{TA} = Altura del tanque de almacenamiento de fueloil, m.

Los caudales de aire primario y secundario se determinan según apartado 7.

El caudal de fueloil a quemadores, se determinará por variación de nivel en el tanque diario mediante la ecuación (o mediante medida directa):

$$\dot{m}_{FO} = \frac{\pi \cdot d_{TD}^2 \cdot \rho_{FO} \cdot \Delta h_{rD}}{4 \cdot \Delta t} \quad (37)$$

Siendo:

d_{TD} = Diámetro interior del tanque de almacenamiento diario de fueloil, m.

ρ_{FO} = Densidad del fueloil, kg/m³.

Δh_{rD} = Variación nivel en tanque diario, m.

Cuando esta determinación no sea posible se utilizarán las lecturas de los medidores de caudal de fueloil.

El caudal del retorno de fueloil, se determinará como:

$$\dot{m}_{RFO} = 1.25 \cdot M_{FO} - \dot{m}_{FO} \quad (38)$$

Siendo M_{FO} la capacidad nominal del grupo para quemar fueloil en kg/h.

Los consumos de calor en cada uno de los servicios auxiliares calculados con anterioridad son atendidos mediante vapor auxiliar procedente de caldera y/o recalentado y/o extracción del ciclo. Por tanto, distinguiendo la fuente de procedencia del vapor auxiliar utilizado en cada caso, pueden definirse (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 del modo siguiente. La fórmula de cálculo de estos caudales podrá variar en función de la configuración de los consumos y ramales de vapor auxiliar. 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.

$$\dot{m}_{VAC} = \frac{Q_{CALD}}{i_{VVAB} - i_{AVAB}} \cdot \frac{i_{VVAB} - i_{AVAB}}{i_{VAC} - i_{AVAB}} \quad (39)$$

$$\dot{m}_{VARF} = \frac{Q_{VRF}}{i_{VVAB} - i_{AVAB}} \cdot \frac{i_{VVAB} + i_{ATVA}}{i_{RF} + i_{ATVA}} \quad (40)$$

$$\dot{m}_{EXT} = \frac{Q_{CICLO}}{i_{VEXT} - i_{AEXT}} \quad (41)$$

Siendo:

\dot{m}_{EXT} = Caudal de extracción del ciclo para calentamiento de auxiliares (kg/h).

i_{VVAB} = Entalpía del vapor auxiliar (ramal baja presión) (kJ/kg).

i_{VAC} = Entalpía del vapor auxiliar (ramal alta 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} se mide directamente, se aceptará este valor medido en lugar del calculado. El valor \dot{m}_{EXT} debe ser determinado (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:

$$\dot{m}_{DAT} + \dot{m}_{DPR} = \dot{m}_{VAC} \quad (42)$$

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:

Determinación del caudal de vapor de atomización:

$$\dot{m}_{AT} = \dot{m}_{FO}/10 \text{ (Se ha supuesto un 10 \% de caudal atomización)} \quad (43)$$

Determinación del caudal de vapor venteado desde tanque de purga continua al desgasificador:

Preferiblemente, el caudal de vapor venteado desde el tanque de purga continua al desgasificador se determinará con las siguientes expresiones:

$$\dot{m}_{PC} = \frac{\dot{m}_{vp} * TDS_{aa}}{(TDS_{calderin} - TDS_{aa})} \quad (44)$$

$$\dot{m}_{vpc} = \dot{m}_{PC} \cdot \frac{i_{ac} - i_{apc}}{i_{vpc} - i_{apc}} \quad (45)$$

TDS_{aa} = TDS (sólidos disueltos totales) en el agua de alimentación en ppm.

TDS_{calderin} = TDS (sólidos disueltos totales) en el calderín en ppm.

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).

Los valores de TDS_{aa} y TDS_{calderin} deben ser sustentados a través de valores históricos del grupo e información del fabricante.

En caso de imposibilidad de aplicación del método propuesto anteriormente, y con la justificación correspondiente y tras aprobación por el supervisor de las pruebas, podrá calcularse el caudal de vapor venteado al desgasificador con las siguientes expresiones:

$$\dot{m}_{VPC} = f(d_{PC}, L_{eq}, P_{PC}, P_{DES}, T_{PC}) \quad (46)$$

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 desaireador. 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 una 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:

$$\dot{m}_{VPC} = \frac{\pi \cdot d_{PC}^2 \cdot P_{PC}}{4 \sqrt{T_{PC}}} \sqrt{\frac{2}{R} \cdot \frac{\gamma}{\gamma - 1} \left[\left(\frac{P_G}{P_{PC}} \right)^{\frac{2}{\gamma}} - \left(\frac{P_G}{P_{PC}} \right)^{\frac{\gamma+1}{\gamma}} \right]} \quad (47)$$

El valor de M_G se obtendrá a partir de:

$$M_G = \sqrt{\frac{\left(\frac{P_{PC}}{P_G}\right)^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1}{(\gamma-1)/2}} \quad (48)$$

A partir de estos valores se obtendrá M_{DES} resolviendo la siguiente ecuación:

$$\frac{P_{DES}}{P_G} = \frac{M_G}{M_{DES}} \sqrt{\frac{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_G^2}{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_{DES}^2}} \quad (49)$$

Finalmente se verificará que se cumple la siguiente ecuación, en caso contrario se repetirá el proceso cambiando el valor supuesto inicialmente de P_G :

$$\frac{\lambda \cdot L_{eq}}{d_{PC}} = \frac{1}{\gamma} \left(\frac{1}{M_G^2} - \frac{1}{M_{DES}^2} \right) + \frac{\gamma+1}{2\gamma} \cdot \ln \left(\frac{M_G}{M_{DES}} \cdot \frac{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_{DES}^2}{1 + \frac{\gamma-1}{2} M_G^2} \right) \quad (50)$$

A partir del vapor venteado desde el tanque de purga continua al desaireador se obtiene la cantidad total purgada mediante la siguiente ecuación:

$$\dot{m}_{PC} = \dot{m}_{VPC} \cdot \frac{i_{VPC} - i_{APC}}{i_{AC} - i_{APC}} \quad (51)$$

Siendo:

d_{PC} = Diámetro interior del venteo al desaireador del tanque de purga continua en 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, m³/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 \dot{m}_{VSE} , caudal promedio de soplado, Siendo \dot{m}_{VS} , calculado a partir de él, para este 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 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:

$$\eta = \frac{100}{PCS + H_c} [(PCS + H_c) - (L_1 + L_2 + L_3 + L_4 + L_5 + L_6 + L_7)] \quad (52)$$

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 (%).

Hc: 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:

$$L_1 = mg (i_{tg} - i_{ta}) \quad (53)$$

Donde:

L_1 = Pérdidas en gases secos, en kJ/kg de combustible.

mg = Caudal de gases en kg/kg de combustible.

i_{tg} = Entalpía de los gases (secos) a la salida de los calentadores de aire gases, en (kJ/kg).

i_{ta} = Entalpía de los gases (secos) a la temperatura ambiente expresados en (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:

$$i_k = C_0 + C_1 * T_k + C_2 * T_k^2 + C_3 * T_k^3 + C_4 * T_k^4 + C_5 * T_k^5 \quad (54)$$

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.

$$C_0 = - 0.1231899 \text{ E}+03$$

$$C_1 = + 0.4065568 \text{ E}+00$$

$$C_2 = + 0.5795050 \text{ E}-05$$

$$C_3 = + 0.6331121 \text{ E}-07$$

$$C_4 = - 0.2924434 \text{ E}-10$$

$$C_5 = + 0.2491009 \text{ E}-14$$

Los coeficientes anteriores están basados en una composición de gases de escape de 15.3 % CO_2 , 3.5 % O_2 y 0.1 % de SO_2 . 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 O_2 y CO_2 .

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:

$$mg = mg_{comb} + m_{aire} \cdot \left(0,7676 + \frac{E}{100} \right) \quad (55)$$

Siendo:

mg = Caudal de gases secos de escape, kg/kg de combustible.

mg_{comb} = Caudal de productos secos de combustión, kg/kg de combustible.

$maire$ = 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:

$$maire = 0,1151 \cdot MpCb + 0,3430 \cdot MpH_2F + 0,0431 \cdot MpSF - 0,0432 \cdot MpO_2F \quad (56)$$

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:

$$MpCb = 100 \cdot Cb \quad (57)$$

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:

$$mg_{comb} = \frac{MpCb \cdot 44,01}{1201} + \frac{MpSF \cdot 64,064}{3206,4} + \frac{MpN_2F}{100} \quad (58)$$

El cálculo del exceso de aire se realizará a partir de la siguiente fórmula:

$$E = 100 \cdot \frac{DVpO_2 \cdot (mog_{comb} + 0,7905 \cdot moaire)}{moaire \cdot (20,95 - DVpO_2)} \quad (59)$$

Donde:

$DVpO_2$ = Porcentaje volumétrico de O_2 medido en los gases de escape

$moaire$ = Moles de aire estequiométricos necesarios para la combustión, mol/kg de combustible

mog_{comb} = moles de productos de combustión, mol/kg de combustible

Estos valores se obtendrán con las siguientes expresiones:

$$moaire = \frac{maire}{28,963} \quad (60)$$

$$mog_{comb} = \frac{MpCb}{1201} + \frac{MpSF}{3206,4} + \frac{MpN_2F}{100} \quad (61)$$

2.6.2 Pérdidas por humedad del combustible.

De acuerdo con ASME PTC 4 estas pérdidas se evalúan mediante la expresión:

$$L_2 = mf \cdot (i_s - i_e) \quad (62)$$

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 (kJ/kg).

La presión de 0,069 bara (1 psia) es un valor de referencia fijado por el 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. Lógicamente 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 particularizados 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:

$$L_3 = 8.936 \cdot (H) \cdot (i_s - i_e) \quad (63)$$

Donde:

L_3 = Pérdidas debidas a la humedad procedente de la combustión del hidrógeno del combustible, en (kJ/kg) de combustible.

H = Contenido de hidrógeno en el combustible (excepción hecha del que está en forma de agua), en kg/kg de combustible.

i_s, i_e = Parámetros definidos en el apartado 2.6.2.

8,936 = Cantidad de agua en kg producida por kg de hidrógeno mediante su combustión.

2.6.4 Pérdidas por humedad en el aire.

Siguiendo la metodología de ASME PTC 4, estas pérdidas se evalúan mediante la expresión:

$$L_4 = W_{MA} \cdot W_A \cdot (i_s - i_{ev}) \quad (64)$$

Donde:

L_4 = Pérdidas debidas a la humedad aportada por el aire de combustión, en (kJ/kg) de combustible.

W_{MA} = Contenido de humedad en el aire entrante en caldera para combustión, en kg de agua/kg de aire seco.

W_A = Cantidad de aire seco introducido en caldera, expresado en kg de aire seco/kg de combustible.

i_s = La definición es igual a la correspondiente en el párrafo 2.6.2, Siendo idéntico su cálculo.

i_{ev} = Entalpía del agua en condiciones de vapor saturado seco, a la temperatura ambiente; expresada en (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 psicométricos 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.

$$W_A = m_{aire} (1 + E/100) \quad (65)$$

2.6.5 Pérdidas por combustible en cenizas y escorias.

Estas pérdidas se evalúan mediante la siguiente expresión:

$$L_5 = 33729 \cdot (C - C_b) \quad (66)$$

Donde:

L_5 = Pérdidas por combustible en cenizas y escorias o pérdidas por inquemados, expresada en (kJ/kg) de combustible.

33729 = Poder calorífico del carbono, en (kJ/kg).

C = Contenido de carbono en el combustible, expresado en kg/kg de combustible.

C_b = Cantidad de Carbono del combustible realmente quemado, expresado en kg/kg de combustible.

Este planteamiento presupone que todo el combustible encontrado en cenizas y escorias se considera como carbono.

El parámetro C_b será calculado mediante la expresión siguiente:

$$C_b = C - \frac{A}{100} \cdot \frac{E_s \cdot C_e + C_v \cdot C_c}{100 - \frac{E_s \cdot C_e + C_v \cdot C_c}{100}} \quad (67)$$

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 caldera en forma de cenizas volantes (% en peso de A).

C_e = Combustible en escorias (% en peso).

C_c = Combustible en cenizas volantes (% en peso).

Los parámetros E_s y C_v serán datos extraídos de la experiencia de funcionamiento del grupo; las C_e y C_c serán determinadas 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 al exterior Q_{per} se realizará tal y como se describe en la norma EN 12952-15:2003.

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.

$$L_6 = Q_{\text{per}} \cdot 3.6 / G_{\text{COMB}} \quad (68)$$

Para la primera iteración G_{COMB} se estimará a partir de $G_{\text{COMB}} = G_N \cdot W_B / P_N$.

Q_{per} : Es el calor perdido por unidad de tiempo por la caldera expresado en kJ/s.

W_B : Potencia en bornas del alternador en (kW).

G_{COMB} : Gasto nominal del grupo a potencia nominal en (Tn/h).

G_N : Gasto nominal del grupo a potencia nominal en (Tn/h).

P_N : Potencia nominal del grupo (kW).

L_6 = Pérdidas por convección y radiación, en (kJ/kg) de combustible.

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:

$$L_7 = 0,01 \cdot P_{\text{CS}} \quad (69)$$

L_7 = Pérdidas no medidas en (kJ/kg) de combustible.

P_{CS} = Poder calorífico superior del combustible empleado en prueba, en (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 que 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:

$$W_{\text{ap}} = 10 \cdot A_p \cdot C_c \cdot W_A \quad (70)$$

$$W_{\text{as}} = 10 \cdot A_s \cdot C_c \cdot W_A \quad (71)$$

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 (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 H_c , en la introducción de la sección 2, H_c responderá a la expresión:

$$H_c = \frac{0,24}{100} W_A [A_p (T_p - T_a) + A_s (T_s - T_a)] \quad (72)$$

Donde:

H_c = Crédito por aire, en (kJ/kg) de combustible.

0,24 = Calor específico del aire a presión constante, en (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 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. El coste de arranque asociado se puede definir mediante la siguiente expresión:

$$C = C_o (1 - e^{-\alpha t}) \quad (73)$$

Donde:

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 en (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, desde mínimo técnico 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 propios e inherentes al funcionamiento del grupo, tomada de la red.
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 y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. 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 inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

Esta etapa no incluye, por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo. Sí se considerarán cuando sean de aplicación, los consumos asociados al embotellamiento de calderas.

Etapa 3:

Se define la etapa 3 como aquella etapa comprendida entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad. Comienza por tanto con la conexión del primer auxiliar asociado al arranque del grupo (habitualmente coincidirá con el momento del encendido de la caldera).

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 inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

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 funcionamiento 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) hasta alcanzar la carga mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo.
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:

$$C_c = \frac{P}{4186.8} \sum_i Q_i \cdot (PCI)_i \quad (74)$$

Donde:

C_c = Coste del calor aportado a la caldera por el(los) combustible(s) en euros.

Q_i = Consumo de cada uno de los combustibles «i» utilizados durante la etapa considerada, expresado en kg.

$(PCI)_i$ = Poder calorífico inferior del combustible «i», en (kJ/kg).

P = Precio ponderado de la termia de los combustibles usados en arranque, en euros/th.

$$P = \frac{\sum_i [(Q_i \cdot (PCI)_i) \cdot P_i]}{\sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i)} \quad (75)$$

P_i = Precio de la termia del combustible «i», en (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas en la fecha en la que se inicien los ensayos

Para la determinación de los distintos caudales durante el arranque (gasoil, fueloil y/o carbón) se atenderá a lo establecido en el apartado 2.5.3 del anexo B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.

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

$$C_{SA} = E_{SA} \cdot P_{CM} \quad (76)$$

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 por los sistemas auxiliares del grupo, inherentes al mismo, durante la etapa que se considera (kWh).

P_{CM} = Precio del kWh calculado como coste de generación por combustible a carga mínima, en euros/kWh.

Este último parámetro se determina mediante la expresión:

$$P_{CM} = \frac{(CENG_{PCI})_{CM}}{4186,8} \cdot P_c \quad (77)$$

Donde:

$(CENG_{PCI})_{CM}$ = Consumo específico neto del grupo obtenido de los ensayos a carga mínima realizados sobre el grupo (kJ/kWh) referido al PCI.

P_c = Precio de la termia del combustible normalmente usado en carga mínima (€/th) referido a PCI. A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas en la fecha en la que se inicien los ensayos.

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

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que bajo el término E_{SA} deberán considerarse sólo los consumos inherentes a dicha configuración.

3.2.1.3 Energía eléctrica vertida a red.

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

$$C_{EE} = E_E \cdot P_{CM} \quad (78)$$

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 a los resultados de funcionamiento a carga mínima que se realicen.

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:

$$C_a = Q_a \cdot P_a \quad (79)$$

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.

Alternativamente, una vez contabilizado el consumo de agua desmineralizada durante el arranque, la empresa propietaria podrá aportar un cálculo justificado del coste en energía en el que se incurre por este motivo. En este caso, se calculará el coste de manera análoga al coste de la energía consumida por los servicios auxiliares (concepto C_{SA}).

3.3 Coste de arranque total.

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

$$C = C_a + \sum_{j=1}^4 \sum_i [C_{Cj,i} + C_{SAj} - C_{EEj}] \quad (80)$$

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_a + \frac{1}{4186 \cdot 8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i (Q_i \cdot (PCI)_i) + (CENG)_{CM} (E_{SAj} - E_{Ej}) P_c \right] \quad (81)$$

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 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.IV.2: procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque de centrales térmicas de turbinas de vapor de carbón.

Se deberá tener en cuenta a la hora de elegir los valores de referencia la dependencia de algunas variables con la potencia generada por dicho grupo. Para estos casos se deberá elaborar una curva que, construida a partir de históricos de dicha variable durante al menos un año, permita, en función de la potencia, calcular el valor de referencia de la variable para cada prueba de consumo específico. Se señalarán aquellos casos en los que no se considere adecuada la curva así obtenida a partir de históricos con un punto de carga de operación habitual, para su aplicación a la corrección a las cargas de los ensayos.

A continuación, se exponen ejemplos de factores de corrección habituales, sin perjuicio de que, según la documentación del fabricante o norma de aplicación, se puedan aplicar correcciones adicionales por otros parámetros previa justificación del propietario y aprobación, en su caso, por parte del supervisor de las pruebas.

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

Así:

$$CENGC^* = \frac{FG^* \cdot (CCC^* + CCCA^*) \cdot FA^*}{\eta^* / 100} \quad (82)$$

$$CENG^* = CENGC^* \frac{1}{1 + H_c^* / PCS^*} \quad (83)$$

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.

En caso de que mVAC sea medido, la corrección de este valor por consumo calórico en calentamiento de aire debe realizar con información de las curvas del fabricante, si están disponibles, En caso de que no se disponga de las mismas, el valor no podrá ser corregido.

Cuando mVAC no sea medido, la corrección por consumo calórico en calentamiento de aire puede realizarse según se describe a continuación:

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:

$$Q_{aire}^* = 0,24 \cdot [\dot{m}_{AP}^* (T_{AECp} - T_A^*) + \dot{m}_{AS}^* (T_{AECs} - T_A^*)] \quad (84)$$

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 fueloil.

Por otra parte, los sistemas de control del grupo permiten que el consumo de calor de los calentadores de fueloil sea constante, al margen de las condiciones ambientales, dada la acción de los calentadores de succión. Luego:

$$Q_{FO}^* - Q_{FO} = 0 \quad (85)$$

4.1.3 Consumo calorífico en calentadores de succión.

Por lo que atañe al calor utilizado en calentador de succión del tanque diario de fueloil, se aproxima su cálculo de la siguiente forma:

$$q_{STD}^* = q_{STD} \quad (86)$$

4.1.4 Consumo calorífico en el calentador de fondo del tanque de almacenamiento y traceados.

Para el consumo calorífico en calentador del fondo del tanque de almacenamiento y traceados, se aproxima su cálculo de la siguiente forma:

$$q_{FTA}^* = q_{FTA} \quad (87)$$

4.1.5 Caudales de vapor.

La corrección de los distintos caudales de vapor se calcula mediante las siguientes fórmulas:

$$\dot{m}_{VAC}^* = \dot{m}_{VAC} \cdot \frac{q_{CALD}^*}{q_{CALD}} \quad (88)$$

$$\dot{m}_{VARF}^* = \dot{m}_{VARF} \cdot \frac{q_{VRF}^*}{q_{VRF}} \quad (89)$$

$$\dot{m}_{EXT}^* = \dot{m}_{EXT} \cdot \frac{q_{CICLO}^*}{q_{CICLO}} \quad (90)$$

Los caudales de drenaje del sistema de vapor auxiliar de caldera serán:

$$\dot{m}_{DAT}^* = \dot{m}_{DAT} \cdot \frac{m_{VAC}^*}{m_{VAC}} \quad (91)$$

$$\dot{m}_{VAC}^* = \dot{m}_{DAT}^* + \dot{m}_{DPR}^* \quad (92)$$

Con ello se pueden obtener los siguientes valores corregidos:

$$\dot{m}_{DTA}^* = \dot{m}_{DTA} \cdot \dot{m}_{DAT}^* / \dot{m}_{DAT} \quad (93)$$

$$\dot{m}_{VTA}^* = \dot{m}_{VTA} \cdot \dot{m}_{DAT}^* / \dot{m}_{DAT} \quad (94)$$

$$\dot{m}_{DTP}^* = \dot{m}_{DTP} \cdot \dot{m}_{DPR}^* / \dot{m}_{DPR} \quad (95)$$

$$\dot{m}_{VTP}^* = \dot{m}_{VTP} \cdot \dot{m}_{DPR}^* / \dot{m}_{DPR} \quad (96)$$

Por su parte el caudal de vapor a sopladores debe considerarse como:

$$\dot{m}_{VS}^* = \dot{m}_{VSE} \cdot \frac{n \cdot T_{DSC}}{24} \quad (97)$$

Siendo «n» el número de soplados 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.

$\dot{m}_{FD}^* = \dot{m}_{FCP}^* = 0$ (ya que el agua de aportación mantiene los niveles).

Entonces se tendrá:

$$\dot{m}_{AMU}^* - \dot{m}_{AMU} = \dot{m}_{FD} + \dot{m}_{FCP} + \dot{m}_{VS}^* - \dot{m}_{VS} + \dot{m}_{VTA}^* - \dot{m}_{VTA} \quad (98)$$

En el procedimiento particularizado para el ensayo del grupo podrá concretarse la formulación anterior, teniendo en cuenta la distinción entre sopladores cortos y largos, previa aprobación del comité de ensayos.

4.2 Correcciones al consumo específico neto del grupo.

4.2.1 Correcciones a CCC.

Se corrige CCC de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$CCC^* = CCC / (FC1 \cdot FC2 \cdot FC3 \cdot FC4) \quad (99)$$

Siendo FC1,2, ...4 los distintos factores de corrección descritos 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.

$$FC1 = 1 + \left[\frac{\% CORR}{100} \cdot \left(100 \frac{\dot{m}_{AMU}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{AMU}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (100)$$

% 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 $1,05 \cdot \dot{m}_{VP}$ 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:

$$FC2 = 1 + \left[\frac{\% CORR}{100} \cdot \left(100 \frac{\dot{m}_{VARF}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{VARF}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (101)$$

% 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.

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:

$$FC\ 3 = 1 + \left[\frac{\% \text{ CORR}}{100} \cdot \left(100 \frac{\dot{m}_{EXT}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{EXT}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (102)$$

% 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).

La corrección por temperatura del foco frío, se obtendrá a partir de las curvas suministradas por el fabricante para la corrección del consumo específico generado por este efecto.

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 (como por ejemplo el empleo de curvas genéricas según normativa ASME o normas similares) para el factor de corrección afectado, el cual habrá de ser aprobado, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

4.2.2 Correcciones a CCCA.

Se corrigen por separado los factores que integran CCCA, de modo que:

$$CCCA^* = \frac{CCOF^*}{WB^*} \quad (103)$$

4.2.2.1 Correcciones a WB.

Se define $WB^* = WB / (\text{FACTOR CORRECCION POTENCIA})$ (104)

Siendo:

$$\text{FACTOR CORREC. POTENCIA} = (2 - FC1) \cdot (2 - FC3) \cdot FP2 \cdot (2 - FC4) \quad (105)$$

Siendo:

$$FP\ 2 = 1 - \left[\frac{\% \text{ CORR}}{100} \cdot \left(100 \frac{\dot{m}_{VARF}}{\dot{m}_{VP}} - 100 \frac{\dot{m}_{VARF}^*}{\dot{m}_{VP}} \right) \right] \quad (106)$$

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 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:

$$\begin{aligned} CCOF^* - CCOF &= (\dot{m}_{DTA}^* - \dot{m}_{DTA}) i_{DTA} + (\dot{m}_{DTP}^* - \dot{m}_{DTP}) i_{DTP} + \\ &+ (\dot{m}_{VTP}^* - \dot{m}_{VTP}) i_{VTP} + (\dot{m}_{AMU}^* - \dot{m}_{AMU}) i_{AMU} \end{aligned} \quad (107)$$

4.2.3 Correcciones a FG.

Se corrigen separadamente cada uno de los factores, de modo que.

$$FG^* = \frac{CCPC^* + CCPA^*}{CCPC^* + CCOF^*} \quad (108)$$

4.2.3.1 Correcciones a CCPC.

Se calculan mediante:

$$CCPC^* = CCC^* \cdot WB^* \quad (109)$$

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:

$$CCPA^* - CCPA = (\dot{m}_{VAC}^* - \dot{m}_{VAC}) i_{VAC} + (\dot{m}_{VS}^* - \dot{m}_{VS}) i_{VS} \quad (110)$$

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. Por lo cual se da la opción de corregir este parámetro de las condiciones de prueba a unas condiciones de referencia correspondientes al factor de potencia histórico de esa instalación.

$$FA^* = WB/WR^* \quad (111)$$

Donde:

$$WR^* = WTP^* - WAR - WE \quad (112)$$

$$WTP^* = WTP + L_{ref} L_{prue} \quad (113)$$

Donde L_{ref} y L_{prue} son las pérdidas del alternador y transformador principal con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba, y potencias vertidas a red de la prueba y de referencia 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, tres son los parámetros ambientales que influyen en el cálculo del rendimiento, a saber:

1. Presión atmosférica.
2. Humedad relativa del aire.
3. 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.

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^* .

Al aplicarse el cálculo de las pérdidas por convección y radiación al exterior según norma EN 12952-15:2003, no aplica corrección por condiciones ambientales. Por tanto, L_6^* será igual a L_6 en todos los casos.

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 la sección 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:

$$\pi^* = \frac{100}{PCS^* + Hc^*} [(PCS^* + Hc^*) - (L_1^* + L_2^* + L_3^* + L_4^* + L_5^* + L_6^* + L_7^*)] \quad (114)$$

5. Cálculo de los parámetros técnicos de despacho económico de los sistemas eléctricos de los TNP resultantes de las pruebas

En este capítulo se recoge como se calculan en función de los resultados anteriores los parámetros de despacho económico y liquidación de los TNP correspondientes al coste variable de funcionamiento y al coste de arranque asociado al combustible acorde con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

5.1 Costes variables de combustible.

En este apartado se calculan los parámetros técnicos de despacho A(i), B(i), C(i) según se indica en el Anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, necesarios para el cálculo del coste variable de funcionamiento que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{combD}}(i,h,j) = [A(i)+B(i)*e(i,h,j)+C(i)*ep^2(i,h,j)]*pr(i,h,j) \quad (115)$$

Siendo:

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

$p(i,h,j)$: 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 indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

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 se obtiene una pareja «consumo térmico vs potencia neta»:

$$C_{\text{ter}}^* = \frac{CENG_{\text{pci}}^* \times WR}{4186,8} \quad (116)$$

Siendo:

C_{ter}^* : Consumo térmico corregido del grupo expresado en (th/h).

$CENG_{\text{pci}}^*$: Consumo específico neto corregido del grupo referido al poder calorífico inferior expresado en (kJ/kWh).

WR: Potencia neta cedida sin corregir del 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).

En el caso de que los parámetros técnicos A(i), B(i), C(i) así obtenidos arrojasen en algún tramo de la curva calculada un coste incremental negativo, se valorará la introducción de algún ajuste adicional al ajuste cuadrático para evitar que esto suceda.

5.2 Costes de arranque.

En este apartado se calculan los parámetros $A'(i)$, $B'(i)$, según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, en el cálculo del coste de arranque asociado al combustible, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{ar}D = A'(i) * [1 - \exp(-t/B'(i))] * prar(i, h, j) + D(i) \quad (117)$$

El parámetro $D(i)$ no se calcula en este procedimiento, 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 $D(i)$), 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:

$$C_{termias} = C_{euros} * 1/P \quad (118)$$

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, en euros/th, definido en el apartado 3.2.1.1.

Adicionalmente, en aquellos casos en los que del ajuste exponencial de todos los puntos de la curva se observasen resultados no representativos del funcionamiento real del grupo, se podrán proponer criterios adicionales de ajuste exponencial de la curva que permitan obtener unos parámetros A' y B' alternativos. Esta propuesta, en su caso, será aprobada por el supervisor de las pruebas.

6. Listado de variables

A continuación se recogen las 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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario. 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 Variables para los ensayos de consumo específico.

6.1.1 Variables primarias de clase 1.

6.1.1.1 Variables medidas directamente.

Las siguientes variables se recogerán partir de las lecturas de los instrumentos durante la prueba. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

WTP: Potencia activa en bornas del trafo principal, lado alta (kW).

WRET: Potencia reactiva en bornas del trafo principal lado alta (kVAR).

WAR: Potencia activa tomada de la red a través de trafo 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).

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).

PCond: Presión en el condensador (bara).

Las medidas eléctricas anteriores (WTP, WRET, WAR, WE, WRE y WBM) podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, también serán primarias de clase 1.

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 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 condensado 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. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

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).

Pscrf: 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).

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).

mrs: 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).

mfcps: 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).

tdta: 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).

tvab: Temperatura de vapor auxiliar de baja presión (°C).

tatva: Temperatura de atemperación de vapor auxiliar (°C).

tavab: Temperatura de atemperación de vapor auxiliar (°C).

tvsc: 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).

tvscap: Temperatura del vapor de extracción del último calentador (°C).

tdscap: Temperatura de drenaje del último calentador (°C).

tsrscf: Temperatura del agua de alimentación a la salida del penúltimo calentador (°C).

tecrscf: Temperatura del agua de alimentación a la entrada del penúltimo calentador (°C).

tdcrscf: 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 o consumo de agua desmineralizada (kg/h).

mfo: Caudal de fuel (kg/h).

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).
tvpe: 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 (leakeage 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).

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).

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).
- tar: Temperatura ambiente de referencia (tar).
- vvo: 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, previa aprobación del supervisor de las pruebas, 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 B. Procedimiento específico para Medida y Toma de Muestras aplicable a todas las tecnologías.

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).
V: Velocidad del viento (m/s).
Frecuencia de la red (Hz).
MACC: Caudal agua circulación (m³/h) (o medidas indirectas necesarias para su determinación).
TACC1: Temperatura de agua de circulación entrada condensador (°C).
TACC2: Temperatura de agua de circulación salida condensador (°C).
NACC: Nivel del mar (m).

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

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

Q1: Consumo de gasoil (en cada una de las etapas) (kg).
Q2: Consumo de fueloil (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 fueloil (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. Se registrarán, con carácter general, las mismas variables que las indicadas en el apartado 6.1.

Adicionalmente, se deberán registrar los eventos más significativos que se produzcan en el proceso de arranque y parada como son las conexiones y desconexiones de las bombas y/o compresores de los distintos circuitos que se consideren relevantes (Ej. bombas de agua de alimentación, molinos, ventiladores, etcétera).

ANEXO A.IV.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica de turbinas de vapor 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 de despacho (A, B, C, A' y B') que intervienen en el cálculo de los costes variables de las centrales térmicas de turbinas de vapor de carbón en los territorios no peninsulares.

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 los Mercados y la Competencia.

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 que sean propios e inherentes al funcionamiento del grupo.

Asegurar que la instalación opera durante las pruebas en condiciones adecuadas de disponibilidad y funcionamiento de sus elementos, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y de coste de arranque.

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 necesario 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 los apartados 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 recursos humanos, 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 envío a la Dirección General de Política Energética y Minas, a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 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 tres meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en el apartado 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas.

2. El supervisor de las pruebas dispondrá de quince días hábiles a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a

la documentación previa enviada. Alternativamente, si la empresa propietaria ha enviado la información indicada en el apartado anterior con la antelación de tres meses, el supervisor de las pruebas remitirá a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada con anterioridad a 45 días a la fecha programada de los ensayos.

3. La empresa propietaria y el supervisor de las pruebas dispondrá de un plazo de 10 días hábiles 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 los Mercados y la Competencia. 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 deberá haber completado y enviado la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha prevista de inicio de las pruebas.

En caso de que no se hubiera completado con la antelación indicada, al menos, la documentación señalada en esa sección como imprescindible, el titular de los grupos no podrá iniciar las pruebas de rendimiento en la fecha prevista. Lo anterior sin perjuicio de la obligación anteriormente establecida y del resto de documentación requerida.

6. 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.

7. A la finalización de la prueba la empresa propietaria entregará al supervisor la recopilación de datos, información y registros producidos durante la misma. Excepcionalmente, dispondrá de, como máximo, 3 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente.

8. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al supervisor en el plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo con la mejor información disponible.

9. El supervisor remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles a partir de su recepción.

10. La empresa propietaria, tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el supervisor, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al supervisor. Este acta llevará identificados los posibles comentarios del supervisor donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes así como la justificación del titular de los grupos.

11. 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 los Mercados y la Competencia y a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles desde la recepción del acta final de la prueba. 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.

Las diferencias con el acta final de la prueba emitido por el propietario deberán ser inferiores al 0,1 % en los ensayos de consumo específico y arranques. En los casos en los que las diferencias fuesen superiores al umbral definido, en el informe de supervisión se recogerán los obtenidos en el cálculo de contraste como los parámetros resultantes

de las pruebas, salvo que existan razones técnicas que, a juicio del supervisor, lo desaconsejen. En todo caso, se hará constar esta situación y hasta donde sea conocido el motivo de la diferencia.

Argumentación de los desacuerdos recogidos durante el transcurso de todo el proceso de realización de las pruebas y del cálculo de contraste (en caso de que proceda). Adicionalmente, este informe llevará claramente identificadas las posibles discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes, su justificación – que en función de su naturaleza podrá ser en un informe específico–, así como, en su caso, los comentarios realizados por el titular de los grupos.

Listado de aquella documentación recogida en el apartado 5 de este procedimiento que no se haya puesto a disposición del supervisor con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha de inicio de la prueba de rendimiento. El propietario de la instalación podrá aportar las justificaciones oportunas, que serán incluidas en este apartado.

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 los Mercados y la Competencia.

El comité de ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento adaptado) 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:

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 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.
- ANSI/ASME MFC 11M Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flowmeters.

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 como carga mínima el valor aprobado como tal por la Dirección General de Política y Energética de 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 y siempre que se encuentre dentro de un proceso de parada.

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.

Adicionalmente, se define cuando el grupo no está en funcionamiento:

Estado o periodo intermedio de paro: se define este estado como aquel en el que se encuentra un grupo térmico cuando este está desacoplado de la red y ajeno al proceso de parada-arranque, manteniéndose en un estado de conservación o de disponibilidad que permita el inicio de un proceso de puesta en carga cuando así sea requerido.

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

Proceso de parada: somprenderá la parte de un arranque entre el estado inicial de carga mínima, la bajada de carga, parada y desacoplamiento de la red y la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro. Normalmente esta maniobra corresponde a la parada de ventiladores y/o otros equipos principales como bombas y/o la entrada del virador (según lo indicado en sus procedimientos de arranque y parada), pudiendo encontrarse el grupo en situación de embotellamiento.

Proceso de puesta en carga: comprenderá la parte de un arranque desde la puesta en marcha del primer auxiliar para iniciar dicho proceso (saliendo de este modo del estado intermedio de paro) con la toma de carga y el acoplamiento a la red, hasta alcanzar la carga mínima del grupo. Normalmente esta maniobra corresponde al arranque del (de los) ventilador(es) de tiro inducido del grupo.

Entre estas secuencias de operación que comprende el arranque y ajeno a él, el grupo podrá haber pasado por un periodo intermedio de paro.

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

Tiempo de arranque: se define como tiempo de arranque la duración en horas de un proceso de arranque completo. Suma de tiempos de parada y puesta en carga más el tiempo en el que el grupo haya estado en un periodo intermedio de paro.

Tiempo de parada: se define como tiempo transcurrido desde la última vez que el grupo estuvo a carga mínima y se inició un proceso de parada hasta que se produce la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro.

Tiempo intermedio de paro: se define como el tiempo transcurrido desde que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado de intermedio de paro hasta que se inicia el 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 los procesos de parada y de puesta en carga del grupo o de la configuración del grupo bajo ensayo.

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.

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 desacoplamiento de la unidad.

Etapas 2: corresponde al periodo comprendido entre desacoplamiento de la unidad y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada del grupo con el que éste llega a un estado de intermedio de paro.

Estas dos primeras etapas constituyen el proceso de parada.

Etapas 3: incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad.

Etapa 4: corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la carga mínima.

Estas dos últimas etapas constituyen el proceso de puesta en carga.

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 se incluyen dos tipos de energía, que producirán sus correspondientes costes.

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 inherentes al funcionamiento del grupo tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del consumo específico neto a carga mínima.

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

Energía calorífica suministrada por el combustible durante la etapa.

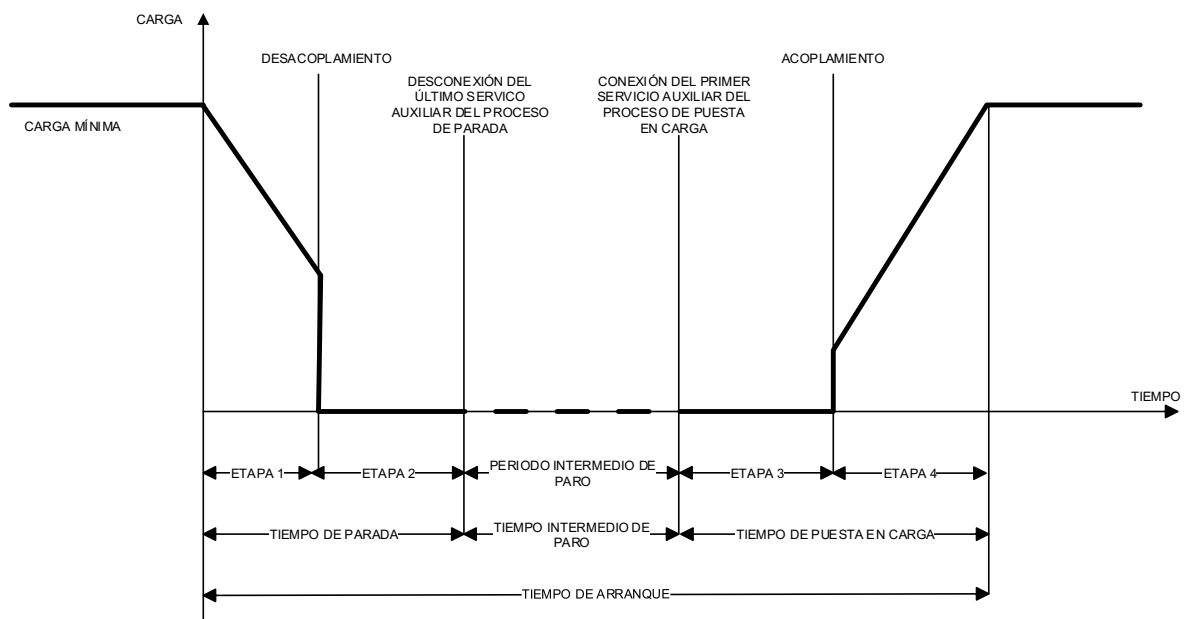
Energía eléctrica suministrada por el exterior, inherente al proceso de parada del grupo, y valorada en su equivalente calorífico al consumo específico neto a la carga mínima.

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

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

Entre la etapa 2 y la etapa 3 el grupo habrá podido estar en un estado intermedio de paro cuyos consumos y costes no serán considerados para la determinación del coste de arranque, si bien, será susceptible de incluirse el consumo asociado al embotellamiento de la caldera que se pudiera producir en este estado.

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 turbinas de vapor de carbón.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá informar al supervisor mediante el envío de 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 supervisor de las pruebas 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 de la instalación, 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 y confirmación del correcto estado de la instalación acorde a la sección 6 de este documento, incluyendo desviaciones y acciones correctivas si procede.

Listado y características de los instrumentos usados para tomar medidas primarias.

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.

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, etcétera).

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

a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación *as built*) siguientes:

Vapor principal, recalentado y bypasses.

Sistema de condensado y sistema de agua de alimentación.

Purgas de caldera y turbina.

Sistema de vapor auxiliar.

Sistema de agua desmineralizada.

Sistema de agua de circulación.

Aire-gases caldera.

Sistema de tratamiento de gases de escape (por ejemplo, sistema de desulfuración, filtro de partículas, según corresponda).

Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.

Unifilar.

Vapor de sellos de turbina.

b) Curvas, suministradas por el fabricante de la turbina para corrección del consumo específico generada en turbina debido a todos los efectos.

c) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.

d) 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.

e) En los casos de circuito de refrigeración abierto, serie histórica de la temperatura del medio en el punto de captación con los 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.

f) 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. Estos valores deberán ser justificados con información del fabricante y valores históricos de operación.

g) Manuales, hojas de datos y curvas de corrección del alternador y transformadores principal y de auxiliares necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.

h) Manuales de operación y secuencias de arranque.

i) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.

A continuación, se indica la documentación que, sin ser imprescindible para la obtención de resultados, se considera de gran importancia para el correcto desempeño de la labor de supervisión:

a) Registro de consumos específicos históricos del grupo a carga media y, en caso de estar disponible, a cualquier otro nivel de carga, y en especial, de aquellas cargas susceptibles de ser ensayadas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de las pruebas.

b) Datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán ser coherentes con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

c) 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 grupo en su operación normal no opera según algún parámetro de los balances, deberá identificarse y justificarse mediante argumentación técnica y registros históricos.

d) Hojas de datos de funcionamiento de la caldera.

e) Hojas de datos y de funcionamiento del condensador.

f) Manual del fabricante de los elementos principales: entre otros, turbina de vapor, de la caldera, sistemas de agua de alimentación y de condensado, sistema de agua de circulación y condensador.

g) Curvas, suministradas por el fabricante de la turbina para corrección de potencia generada en turbina debido a todos los efectos.

h) Hojas de datos y cálculos de placas de orificio, toberas y venturis que intervengan en las pruebas.

i) Información referente a requisitos de calidad química del agua de caldera y niveles habituales de purga en el grupo.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones durante la realización de las pruebas de rendimiento:

a) Listado de instrumentos del grupo.

b) Detalle de montaje de instrumentos.

c) Históricos de calibración de instrumentos que lo requieran.

d) Lista de señales del SCD.

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 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 últimos valores publicados por la administración (o en su defecto con respecto a los históricos aportados por el propietario) en más de un 3 %, 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. El propietario de la instalación deberá aportar información suficiente que permita la verificación de los distintos aspectos.

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, 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.

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

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 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 además el correcto estado de mantenimiento y la conformidad de las revisiones con las recomendaciones del fabricante al menos de 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 realizará al menos un ensayo de arranque de 8, 24 y 60 horas. Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular y las características de cada grupo.

En aquellos casos que se considere necesario realizar arranques adicionales a los indicados anteriormente, estos podrán ser realizados siempre y cuando sean aprobados por parte del supervisor de las pruebas.

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.

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 a lo largo de todo el año 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 seis cargas operacionales del grupo aproximadamente equidistantes, incluyendo 100 % y carga mínima. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

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 %.

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. Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

En ningún caso se deberán realizar los ensayos bajo condiciones ambientales tales que exijan extrapolar en alguna de las diferentes curvas de corrección.

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.

Durante la realización de las pruebas, el grupo deberá operarse en el modo de carga preseleccionada, y sin participar en los servicios de complementarios de regulación, a fin de garantizar la estabilidad durante los ensayos. Esto no incluye la regulación primaria.

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.

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, etcétera. 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 pico-valle *	Variación respecto a la media **
Flujo de agua de alimentación.	10 %	± 3 %
Presión en vapor principal:		
>35 bara.	4 %	± 3 %
<35 bara.	1,4 bar	± 1 bar
Flujo de Vapor.	4 %	± 3 %

* Variación máxima admisible ante una perturbación durante el ensayo (es decir, la variación pico-valle producida por una perturbación concreta).

** Variación máxima admisible de cada dato con respecto a la media de los datos.

Parámetro	Variación pico-valle *	Variación respecto a la media **
% 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 %
Factor de potencia.	N/A	1 %

* Variación máxima admisible ante una perturbación durante el ensayo (es decir, la variación pico-valle producida por una perturbación concreta).

** Variación máxima admisible de cada dato con respecto a la media de los datos.

Debido a las diferencias entre los distintos grupos para los que es de aplicación este procedimiento, el propietario podrá proponer valores alternativos de cumplimiento de estabilidad de aquellos parámetros previa justificación que serán aprobados, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

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.

Para cada ensayo se registrará la calidad del agua de caldera.

El nivel de purga del calderín será el normal de explotación teniendo en cuenta los registros históricos y hojas de datos de funcionamiento de caldera.

La caldera y el precalentador de aire deben estar limpios durante los ensayos de acuerdo a los planes habituales de soplado de la central. No se soplará la caldera durante la duración de cada ensayo.

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 calentadores estará abierta ni se abrirá durante el ensayo. En caso de que en alguna de ellas existiera fuga, se debe 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 conforme a lo descrito en el apartado 8.

Durante la realización de los ensayos no se permitirá el arranque del grupo diésel 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 aquel, o 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 aquellas en que la duración sea menor por motivos imprevistos.

La toma de datos de variables primarias y secundarias se realizará mediante sistemas de adquisición de datos automáticos. La frecuencia de lecturas deberá ser de al menos 1 minuto.

En caso de que sea necesario realizar tomas manuales de variables primarias y secundarias, el propietario deberá justificar e indicar las medidas correctivas que prevea aplicar en futuras pruebas. En estos casos, con carácter excepcional y debidamente justificados se podrán tomar datos con una frecuencia de 15 minutos tanto para variables primarias como secundarias.

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 turbinas de vapor de carbón.

Se deberán extraer de los resultados del ensayo aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas de los parámetros operacionales de acuerdo a la tabla anterior. Los periodos a extraer deberán ser justo antes de comenzar la perturbación y hasta, al menos, 10 minutos después. En estos casos, se extenderá la duración del ensayo en un tiempo equivalente al de la muestra de datos descartados. Adicionalmente, en caso de variaciones excesivas, el test será susceptible de ser repetido.

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 grupo tendrá que haber estado en funcionamiento las 24 horas previas al inicio del periodo de estabilidad.

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.

En casos debidamente justificados, podrán reducirse los tiempos de estabilidad previa a los ensayos a propuesta del propietario y, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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 documento anexo A.IV.1 «Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque de centrales térmicas de turbinas de vapor de carbón».

7. Documentación general de los ensayos

Se hará entrega al supervisor de las pruebas de una copia de toda la documentación (datos, información, fotografías y registros producidos) generada en la recogida de datos de cada ensayo en un formato que facilite y permita su tratamiento y procesado. Esta información deberá ser aportada antes de que se abandonen las instalaciones a la finalización de los ensayos. Se establece excepcionalmente y siempre que esté justificado un tiempo máximo de 2 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente. Cada una de las partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia de la información 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 en tres recipientes distintos que prevengan la entrada de aire y humedad, realizando la identificación mediante etiquetado. Estas muestras se lacrarán y se entregarán una al laboratorio de ensayo independiente debidamente acreditado, previamente acordado con el supervisor, 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 esta, 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, por ejemplo, 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. Una lista completa con todos los representantes de las distintas partes implicadas en la prueba.
4. Las 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. La organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
6. El objeto de la prueba, de acuerdo con el procedimiento aprobado.

Cálculos y Resultados basados en el anexo A.IV.1 metodología de cálculo de consumo específico y costes de arranque de centrales térmicas de turbinas de vapor 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, etcétera.

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 propuesto por el propietario y aprobado, en su caso, por el supervisor, 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.

Dentro de estas interconexiones mecánicas entre grupos para arranques, se prestará especial atención, al vapor de agua procedente de otros grupos y que habitualmente se usa durante los procesos de arranque.

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 desmineralizada.

Fuel y gasoil.

Otros.

8.3 Aislamiento de combustible y agua de aportación.

En aquellos casos en los que se puedan producir cambios en el combustible utilizado durante los ensayos, 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.

La aportación de agua al grupo 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.1

Metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque en grupos de generación térmica diésel

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 composición del combustible f_4 .
 - 4.4 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 utilizarse 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 inferior –PCI– 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 (WR), se calculará mediante la siguiente expresión:

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

WTP: Potencia activa inyectada por el grupo a la red (kW), medida en bornas del transformador principal (lado de alta), y que se corresponde con la diferencia entre la potencia bruta activa medida en bornes del generador menos las pérdidas en el transformador principal y consumo de los servicios auxiliares propios de grupo, en caso de estar localizados entre el generador y el transformador de alta.

WAR: Potencia activa (kW) para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que no son alimentados desde el propio grupo, bien porque esta potencia es tomada de la red, bien porque esta potencia es suministrada desde el transformador de auxiliares de otro grupo. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP.

Esta potencia se medirá en bornas (lado de alta) del transformador de auxiliares o individualizadamente, cuando es suministrada desde otro grupo.

Los consumos inherentes en el funcionamiento del grupo para los que no sea posible la medida directa, serán identificados y desglosados por la empresa propietaria, indicando a qué sistema o subsistema del grupo provee servicio.

WE: Potencia activa (kW) consumida para consumos auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo que, o bien de son de carácter intermitente, o bien no pueden ser individualizados y cargados a un solo grupo en centrales con varios grupos generadores. Estos consumos reflejan los servicios auxiliares variables de funcionamiento del grupo no contabilizados en el término WTP ni WAR.

Estos consumos inherentes al funcionamiento de los grupos, se particularizarán para cada grupo de generadores de una instalación que están sujetos a la compartición de los mismos.

Los consumos de servicios auxiliares, incluidos en los términos WAR y WE, serán revisados y, en su caso, aprobados 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:

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} \quad (3)$$

Siendo el factor de utilización ($f_{\text{útil}}$) la fracción de tiempo respecto al total en la que se incurre en un consumo del servicio auxiliar.

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

$$WE_i = \left[\begin{array}{c} \text{Potencia consumida por el} \\ \text{servicio auxiliar} \\ \text{en kW} \end{array} \right] * f_{\text{útil}} * \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada} \\ \text{por el grupo} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]}{\left[\begin{array}{c} \text{Energía generada por el conjunto de grupos de la instalación} \\ \text{que comparten el servicio auxiliar} \\ \text{en kWh} \end{array} \right]} \quad (4)$$

El cálculo de la energía generada por el grupo y conjunto de grupos que comparten el servicio auxiliar se realizará, como mínimo, con los registros históricos del año natural anterior al inicio de las pruebas. Si en dicho periodo la operación de alguno de los grupos implicados no es representativa por indisponibilidad del mismo, o en otros casos debidamente justificados, se podrá utilizar un criterio de ponderación distinto al indicado en el párrafo anterior debiendo este ser, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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

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

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que los conceptos WTP, WAR y WE deberán discriminar los consumos inherentes a la configuración sujeta a ensayo de los consumos asociados a otros sistemas o subsistemas de la unidad que no son propios de la configuración bajo ensayo.

No se deberán considerar como servicios auxiliares a efectos de cálculo de consumo específico todo aquel consumo, medido o estimado por la empresa propietaria, que no es propio e inherente al funcionamiento del grupo y para la configuración bajo pruebas del grupo. A título ilustrativo no limitativo, al objeto de aclarar el concepto de consumo inherente al funcionamiento del grupo, quedan excluidos de este concepto:

1) Todo aquel consumo que se corresponda con el mantenimiento y conservación o para posibilitar un estado de disponibilidad para un nuevo arranque de grupos, que se produzca en los periodos intermedios de paro.

2) Todo aquel consumo asociado a la instalación o planta y a sus servicios, tales como edificios administrativos, de mantenimiento, talleres, iluminación, sistemas generales de seguridad, etcétera.

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.

$$C = C_0 (1 - e^{-\alpha t}) \quad (7)$$

Siendo:

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

C_0 : 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) desde su mínimo técnico 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 propios e inherentes al funcionamiento del grupo, tomada de la red.
3. Energía eléctrica vertida a la red.

Etapa 2:

Se define la etapa 2 como aquella etapa durante la cual se produce el desacoplamiento del grupo y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada, tras el cual el grupo comienza un periodo intermedio de paro. Los conceptos que se contabilizarán en esta etapa son:

1. Calor aportado por el combustible, hasta el momento de apagado del grupo.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento y conservación del grupo.

Esta etapa no incluye, por tanto, los consumos que se producen en el periodo intermedio de paro ajeno al proceso de parada-arranque que se produce entre la parada y el arranque de un grupo.

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 acoplamiento de la unidad. Comienza por

tanto con la conexión del primer auxiliar asociado al arranque del grupo. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

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

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 funcionamiento en las mismas condiciones en las que se inició la etapa 1. En esta etapa se contabilizarán los siguientes costes:

1. Calor aportado por el combustible hasta alcanzar la carga mínima.
2. Energía eléctrica tomada del exterior para servicios auxiliares inherentes al funcionamiento del grupo.
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:

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 de combustible «i» (€/th). A estos efectos se tomará el último precio publicado por la Dirección General de Política Energética y Minas en la fecha en la que se inicien los ensayos.

3.2.1.2 Energía eléctrica consumida por los servicios auxiliares.

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

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

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 por los sistemas auxiliares del grupo, inherentes al mismo, 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:

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

Donde:

$(CENG)_{CM}$: Consumo específico neto del grupo obtenido de los ensayos a carga mínima realizados sobre el grupo (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 en la fecha en la que se inicien los ensayos.

En el caso de que el grupo disponga de distintas configuraciones declaradas, y por tanto sujetas a ensayo, los consumos auxiliares deben considerar únicamente los consumos inherentes a la configuración sujeta a pruebas, por lo que bajo el término E_{SA} deberán considerarse sólo los consumos inherentes a dicha configuración.

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, en 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 a los resultados de los ensayos de funcionamiento a carga mínima que se realicen.

3.3 Coste de arranque total.

El coste C , correspondiente a un ensayo será:

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

Cuya expresión desarrollada es:

$$C = C_{ac} + \frac{1}{4186,8} \sum_{j=1}^4 \left[P \sum_i \left((Q_i * PCI_i) + CENG_{CM} * (E_{SAj} - E_{Ej}) * P_c \right) \right] \quad (15)$$

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 diésel.

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.

Las correcciones se deberán aplicar sobre cada uno de los registros obtenidos en cada ensayo. En los casos en los que haya variables primarias con una frecuencia de muestreo menor al resto, se establecerían las correcciones a partir de los registros promediados en estos periodos. A modo de ejemplo, si existiesen variables primarias registradas con una frecuencia de 15 minutos, se calcularían las correcciones del resto de variables con los valores promediados que se hubieran registrado en estos 15 minutos.

Se deberá tener en cuenta a la hora de elegir los valores de referencia la dependencia de algunas variables con la potencia generada por dicho grupo. Para estos casos se deberá elaborar una curva que, construida a partir de históricos de dicha variable durante al menos un año, permita, en función de la potencia, calcular el valor de referencia de la variable para cada prueba de consumo específico. Se señalarán aquellos casos en los que no se considere adecuada la curva así obtenida a partir de históricos con un punto de carga de operación habitual, para su aplicación a la corrección a las cargas de los ensayos.

A continuación, se exponen ejemplos de factores de corrección habituales, sin perjuicio de que, según la documentación del fabricante o norma de aplicación, se puedan aplicar correcciones adicionales por otros parámetros previa justificación del propietario y aprobación, en su caso, por parte del supervisor de las pruebas.

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.

En aquellos casos en los que el grupo realiza su aspiración dentro de una nave, la empresa propietaria deberá aportar datos históricos suficientes para caracterizar las condiciones medias del aire aspirado considerando factores como la estacionalidad, el número de grupos en funcionamiento, etc. de manera que se garantice su representatividad estadística. Estas mediciones se podrán realizar con estaciones meteorológicas portátiles de manera que no será necesaria la instalación de instrumentación específica para este fin.

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.

En aquellos casos en los que el grupo realiza su aspiración dentro de una nave, la empresa propietaria deberá aportar datos históricos suficientes para caracterizar las condiciones medias del aire aspirado considerando factores como la estacionalidad, el número de grupos en funcionamiento, etc. de manera que se garantice su representatividad estadística. Estas mediciones se podrán realizar con estaciones meteorológicas portátiles de manera que no será necesaria la instalación de instrumentación específica para este fin.

4.3 Corrección por composición del combustible F_4 :

La corrección por composición 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.

En aquellos casos en los que no se disponga de curvas de fabricante del motor, la empresa propietaria deberá proponer mecanismos para garantizar que el combustible usado durante los ensayos es similar al que consume habitualmente el grupo. Dicha propuesta será aprobada, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

4.4 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).

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 para la misma potencia activa generada con factor de potencia de referencia y factor de potencia de la prueba, 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 técnicos de despacho económico de los TNP resultantes de las pruebas

En este capítulo se recoge como se calculan, en función de los resultados anteriores, los parámetros de despacho económico de los TNP correspondientes al coste variable de funcionamiento y al coste de arranque asociado al combustible acorde con el Real

Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

5.1 Costes variables de combustible.

En este apartado se calculan los parámetros técnicos de despacho A(i), B(i), C(i) según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2017, de 31 de julio, necesarios para el cálculo del coste variable de funcionamiento que se evalúa a través de la siguiente expresión.

$$C_{\text{combD}}(i,h,j) = [A(i) + B(i) \cdot p(i,h,j) + C(i) \cdot p^2(i,h,j)] \cdot pr(i,h,j) \quad (20)$$

Siendo:

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

$p(i,h,j)$: 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 indica en el anexo III del Real Decreto 738/2017, de 31 de julio.

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 corregido del grupo expresado (th/h).

$CENG_{\text{pci}}^*$: Consumo específico neto corregido del grupo referido al poder calorífico inferior expresado (kJ/kWh).

WR: Potencia neta cedida sin corregir del 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 técnicos de despacho A(i), B(i), C(i).

En el caso de que los parámetros técnicos A(i), B(i), C(i) así obtenidos arrojasen en algún tramo de la curva calculada un coste incremental negativo, se valorará la introducción de algún ajuste adicional al ajuste cuadrático para evitar que esto suceda.

5.2 Costes de arranque.

En este apartado se calculan los parámetros $A'(i)$, $B'(i)$, según se indica en el anexo III del Real Decreto 738/2017, de 31 de julio, en el cálculo del coste de arranque asociado al combustible, que se evalúa a través de la siguiente expresión:

$$C_{arD} = A'(i) * [1 - \exp(-t/B'(i))] * prar(i, h, j) + D(i) \quad (22)$$

El parámetro $D(i)$ no se calcula en este procedimiento, 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 $D(i)$), 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:

$$C_{termias} = C_{euros} * 1/P \quad (23)$$

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 apartado 3.2.1.1 (€/th).

Adicionalmente, en aquellos casos en los que del ajuste exponencial de todos los puntos de la curva se observasen resultados que pudieran no ser representativos del funcionamiento real del grupo, se podrán proponer criterios adicionales de ajuste exponencial de la curva que permitan obtener unos parámetros técnicos de despacho A' y B' alternativos. Esta propuesta, en su caso, será aprobada por el supervisor de las pruebas.

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías. En estas variables se incluirán (o suprimirán si no aplica) todas las que en cada prueba particular se considere necesario.

m_f : Caudal de combustible másico (kg/h).

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 (kW) –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).

Ta_{ec}: 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).

HR_a: Humedad relativa del aire de entrada (%).

TC_x: Temperatura de agua de refrigeración del aire de carga.

Las medidas eléctricas anteriores (WTP, WRET, WAR, WE, WRE y WBM) podrán ser determinadas a partir de la contabilización de la energía, en cuyo caso, también serán primarias de clase 1.

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, etcétera.

PCI: Poder calorífico inferior del combustible (kJ/kg).

PCI_r: 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_{ecr}: Temperatura del aire a la entrada del compresor en condiciones de referencia (°C).

Pa_r: Presión barométrica en condiciones de referencia (bar).

F_i: 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, previa aprobación del supervisor de las pruebas. Entre estas medidas se encontrarán:

P_g: Presión del combustible suministrado al motor (bar).

T_{comb}: Temperatura del combustible (°C).

P_{es}: Contrapresión de escape a la salida del motor (bar).

P_{im}: Presión del aire a la entrada del motor antes de filtros (bar).

T_{ref}: Temperatura del refrigerante después del motor (°C).

P_{des}: Presión diferencial en el sistema de escape (bar).

Adicionalmente, se registrarán las siguientes variables:

Frecuencia de la red.

Caída de presión en los filtros de aire de admisión (bar).

Temperatura del aire antes del compresor y después de filtros (°C).

Temperatura de aire después del compresor (°C).

Presión de aire después del compresor (bar).

Temperatura del aire antes de cada intercooler (°C).

Temperatura del aire después de cada intercooler (°C).

Presión del aire de carga o barrido en el colector de entrada cilindros (bar).

Temperatura de gases de escape a la salida de cilindros (°C).

Temperatura de gases antes de cada turbo (°C).
Temperatura de gases después de cada turbo (°C).
Revoluciones del turbocompresor (rpm).
Temperatura del refrigerante antes del motor (°C).
Temperatura del aceite antes del motor (°C).
Temperatura del aceite después del motor (°C).
Posición del dumper de gases de escape antes de la caldera.

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 B. Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías.

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

Qi: Consumo de combustible (kg).
Esa: Energía eléctrica tomada del exterior (kWh).
EE: Energía eléctrica vertida a la red (kWh).

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, etcétera.

PCI: Poder calorífico inferior del combustible i (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. Se registrarán, con carácter general, las mismas variables que las indicadas en el apartado 6.1.2.

Adicionalmente, se deberán registrar los eventos más significativos que se produzcan en el proceso de arranque y parada como son las conexiones y desconexiones de las bombas y/o compresores de los distintos circuitos que se consideren relevantes (Ej. bombas de agua de refrigeración, de combustible, etcétera).

ANEXO A.V.2

Procedimiento de ensayos de rendimiento y coste de arranque en grupos de generación térmica 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. 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 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 de despacho (A, B, C, A' y B') que intervienen en el cálculo de los costes variables de los grupos diésel en los territorios no peninsulares.

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 los Mercados y la Competencia.

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 que sean propios e inherentes al funcionamiento del grupo.

Asegurar que la instalación opera durante las pruebas en condiciones adecuadas de disponibilidad y funcionamiento de sus elementos, de forma que se garanticen los objetivos de los ensayos de rendimiento y de coste de arranque.

Realizar 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 necesario para el registro de valores de las pruebas.

El análisis de las muestras tomadas en las pruebas.

La realización y envío de la documentación indicada en los apartados 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 necesaria para la obtención de los parámetros técnicos de despacho.

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 el 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 los Mercados y la Competencia 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 tres meses el borrador del procedimiento adaptado y la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas.

2. El supervisor de las pruebas dispondrá de quince días hábiles a partir de la recepción de la información para hacer llegar a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada. Alternativamente, si la empresa propietaria ha enviado la información indicada en el apartado anterior con la antelación de tres meses, el supervisor

de las pruebas remitirá a la empresa propietaria los comentarios a la documentación previa enviada con anterioridad a 45 días a la fecha programada de los ensayos.

3. La empresa propietaria y el supervisor de las pruebas dispondrá de un plazo de 10 días hábiles para consensuar 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 y 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 los Mercados y la Competencia. 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 deberá haber completado y enviado la información indicada en la sección 5 de este procedimiento al supervisor de las pruebas con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha prevista de inicio de las pruebas.

En caso de que no se hubiera completado con la antelación indicada, al menos, la documentación señalada en esa sección como imprescindible, el titular de los grupos no podrá iniciar las pruebas de rendimiento en la fecha prevista. Lo anterior sin perjuicio de la obligación anteriormente establecida y del resto de documentación requerida.

6. 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 adaptado, que se realizarán antes de las pruebas. Las pruebas contarán con la supervisión del operador del sistema.

7. A la finalización de la prueba la empresa propietaria entregará al supervisor la recopilación de datos, información y registros producidos durante la misma. Excepcionalmente, dispondrá de, como máximo, 3 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente.

8. La empresa propietaria elaborará un acta provisional de las pruebas que enviará al supervisor en un plazo máximo de un mes a partir de la conclusión de las pruebas sobre el grupo con la mejor información disponible.

9. El supervisor remitirá los comentarios al acta provisional a la empresa propietaria en un plazo máximo de quince días hábiles a partir de su recepción.

10. La empresa propietaria tras estudiar los comentarios recibidos y discutirlos con el supervisor, remitirá el acta final de las pruebas en un plazo de una semana al supervisor. Este acta llevará identificados los posibles comentarios del supervisor donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes así como la justificación del titular de los grupos.

11. 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 los Mercados y la Competencia y a la empresa propietaria en el plazo máximo de quince días hábiles 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.

Las diferencias con el acta final de la prueba emitido por el propietario deberán ser inferiores al 0,1 % en los ensayos de consumo específico y arranques. En los casos en los que las diferencias fuesen superiores al umbral definido, en el informe de supervisión se recogerán los obtenidos en el cálculo de contraste como los parámetros resultantes de las pruebas, salvo que existan razones técnicas que, a juicio del supervisor, lo desaconsejen. En todo caso, se hará constar esta situación y hasta donde sea conocido el motivo de la diferencia.

Argumentación de los desacuerdos recogidos durante el transcurso de todo el proceso de realización de las pruebas y del cálculo de contraste (en caso de que proceda). Adicionalmente, este informe llevará claramente identificadas las posibles

discrepancias donde no se hayan alcanzado acuerdos entre las partes, su justificación – que en función de su naturaleza podrá ser en un informe específico–, así como, en su caso, los comentarios realizados por el titular de los grupos.

Listado de aquella documentación recogida en el apartado 5 de este procedimiento que no se haya puesto a disposición del supervisor con al menos 10 días naturales de antelación a la fecha de inicio de la prueba de rendimiento. El propietario de la instalación podrá aportar las justificaciones oportunas, que serán incluidas en este apartado.

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 actas de las pruebas.

Transmitir la documentación a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

El comité de ensayos deberá quedar identificado y constituido una semana antes del primer intercambio de información (envío del borrador del procedimiento adaptado) 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 17 Reciprocating internal-combustion engines.

ANSI/ASME PTC 19 Instruments and apparatus.

ANSI/ASME PTC 46 Performance test code on overall plant performance.

ISO 15550 Internal combustion engines –determination and method for the measurement of engine power– general requirements.

ISO 3046-1 Reciprocating internal combustion engines-performance. Part 1: declarations of power, fuel and lubricating oil consumptions, and test methods.

ISO 8528-1 Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets. Part 1: application, ratings and performance.

ISO 8528-5 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 Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets. Part 2: engines.

ISO 8528-3 Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets. Part 3: alternating current generators for generating sets.

ISO 8528-4 Reciprocating internal combustion engine driven alternating current generating sets. Part 4: controlgear and switchgear.

ISO 8528-6 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.

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 MFC 11M Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flowmeters.

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 como 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 el 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 el que se encuentra un grupo térmico cuando la potencia generada por el mismo es inferior a la correspondiente a carga mínima del grupo y siempre que se encuentre dentro de un proceso de parada.

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 desacoplamiento de la red.

Adicionalmente, se define cuando el grupo no está en funcionamiento:

Estado o periodo intermedio de paro: se define este estado como aquel en el que se encuentra un grupo térmico cuando este está desacoplado de la red y ajeno al proceso de parada-arranque, manteniéndose en un estado de conservación o de disponibilidad que permita el inicio de un proceso de puesta en carga cuando así sea requerido.

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

Proceso de parada: comprenderá la parte de un arranque entre el estado inicial de carga mínima, la bajada de carga, parada y desacoplamiento de la red y la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega al estado intermedio de paro.

Proceso de puesta en carga: comprenderá la parte de un arranque desde la puesta en marcha del primer auxiliar para iniciar dicho proceso (saliendo de este modo del

estado intermedio de paro) con la toma de carga y el acoplamiento a la red hasta alcanzar la carga mínima del grupo.

Entre estas secuencias de operación que comprende el arranque y ajeno a él, el grupo podrá haber pasado por un periodo intermedio de paro.

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 tiempos de parada y puesta en carga más el tiempo en el que el grupo haya estado en un periodo intermedio de paro.

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 parada hasta que se produce la desconexión del último auxiliar con el que el grupo llega a un estado intermedio de paro.

Tiempo intermedio de paro: se define como el tiempo transcurrido desde que se desacopla el último auxiliar con el que el grupo llega al estado intermedio de paro hasta que se inicia el 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 los procesos de parada y puesta en carga del grupo o de la configuración del grupo bajo ensayo.

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.

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 desacoplamiento de la unidad.

Etapas 2: corresponde al periodo comprendido entre el desacoplamiento de la unidad y la desconexión del último auxiliar asociado al proceso de parada del grupo con el que éste llega a un estado de intermedio de paro.

Estas dos primeras etapas constituyen el proceso de parada.

Etapas 3: incluye el periodo comprendido entre el inicio del proceso de puesta en carga y la consecución del acoplamiento de la unidad.

Etapas 4: corresponde al periodo comprendido entre el acoplamiento de la unidad hasta la consecución de la carga mínima.

Estas dos últimas etapas constituyen el proceso de puesta en carga.

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 inherentes al funcionamiento del grupo tomada de la red, contabilizada mediante su conversión a energía calorífica a través del consumo específico neto a carga mínima.

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

Energía calorífica suministrada por el combustible durante la etapa.

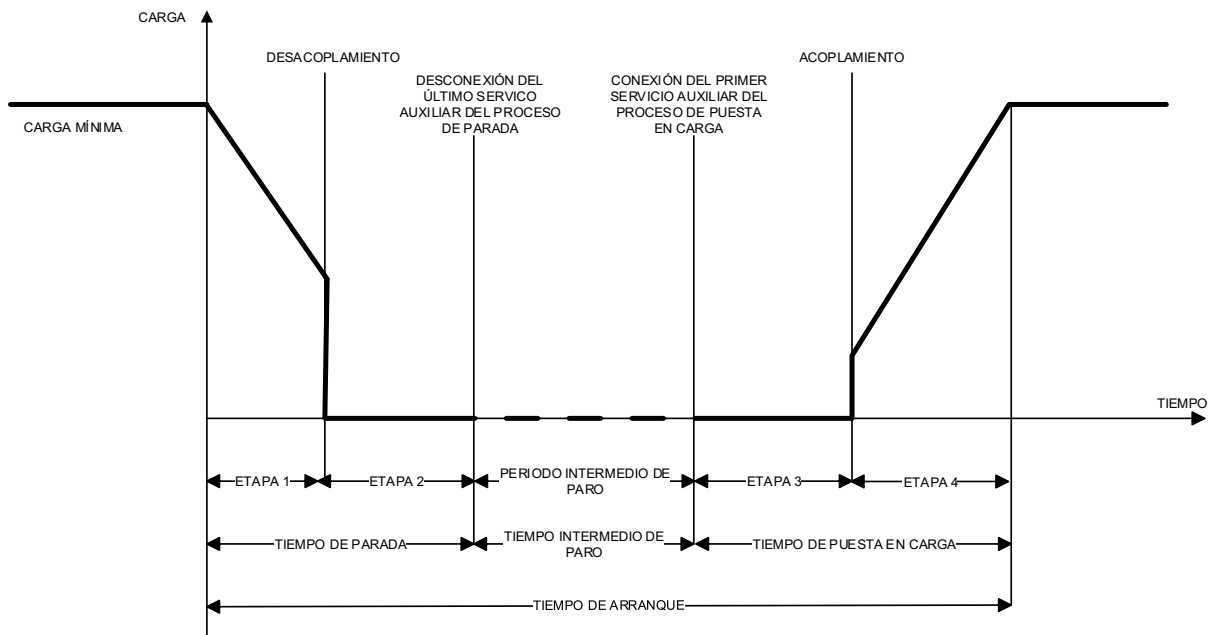
Energía eléctrica suministrada por el exterior, inherente al proceso de parada del grupo, y valorada en su equivalente calorífico al consumo específico neto a la carga mínima.

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

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

Entre la etapa 2 y la etapa 3 el grupo habrá podido estar en un estado intermedio de paro cuyos consumos y costes no serán considerados para la determinación del coste de arranque, si bien, será susceptible de incluirse el consumo asociado al embotellamiento de la caldera que se pudiera producir en este estado.

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 centrales térmicas de grupos diésel.



5. Documentación inicial aportada por la empresa propietaria

La empresa propietaria, responsable de la realización de las pruebas, deberá enviar al supervisor 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 supervisor de las pruebas 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 de la instalación, esquema eléctrico unifilar con auxiliares, localizando en todos ellos 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 características de los instrumentos usados para tomar medidas primarias.

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.

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

a) Diagramas de tuberías e instrumentación (situación *as built*) siguientes:

Sistema de refrigeración.

Aire-gases.

Combustibles y sistema de alimentación de combustibles.

Unifilar.

b) Curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección del consumo específico debido a todos los efectos.

c) Historial de datos meteorológicos de la zona de ubicación. Serie histórica de datos día a día de temperatura seca, presión y humedad relativa media, mínima y máxima. Si tales datos no estuvieran disponibles se deberán emplear en su lugar registros de otras medidas representativas de estas variables, debidamente calibradas, con las que pudiera contar el grupo (como, por ejemplo, la temperatura de aire a la entrada de los compresores: Taec) o, en su defecto, de la estación meteorológica que posea condiciones más similares.

En aquellos casos en los que el grupo realiza su aspiración dentro de una nave, la empresa propietaria deberá aportar datos históricos suficientes para caracterizar las condiciones medias del aire aspirado considerando factores como la estacionalidad, el número de grupos en funcionamiento, etc., de manera que se garantice su representatividad estadística. Estas mediciones se podrán realizar con estaciones meteorológicas portátiles de manera que no será necesaria la instalación de instrumentación específica para este fin.

d) Análisis de los combustibles empleados habitualmente en operación y arranques. Este combustible debe coincidir con el declarado para despacho.

e) Manuales, parámetros y curvas de corrección del alternador y transformadores necesarios para llevar a cabo las correcciones pertinentes.

f) Certificados de calibración que sean exigibles a los instrumentos de la prueba.

g) Manuales de operación y secuencias de arranque.

A continuación, se indica la documentación que, sin ser imprescindible para la obtención de resultados, se considera de gran importancia para el correcto desempeño de la labor de supervisión:

a) Registros históricos del grupo que contengan, al menos los últimos 12 meses antes del inicio de las pruebas conteniendo, al menos, registros horarios. Se incluirán en el mismo, todas las variables disponibles del grupo significativas y en un formato digital que será, en su caso, aprobado por el supervisor.

b) Balances térmicos del grupo a tres cargas distintas por encima del mínimo técnico (una de ellas corresponderá al 100 % de carga).

c) Hojas de datos o parámetros de funcionamiento del motor.

d) Registro de consumos específicos históricos del grupo a carga media y, en caso de estar disponible, a cualquier otro nivel de carga, y en especial, de aquellas cargas susceptibles de ser ensayadas, para el periodo de cuatro (4) años anteriores a la realización de las pruebas.

e) Datos de consumo de combustible por grupo. Estos valores deberán ser coherentes con aquellos que están sujetos a inspección por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

f) Fichas técnicas de los elementos primarios de medida de caudal que intervengan en las pruebas.

g) Curva de emisiones del motor en función de la carga en caso de disponer dicho grupo de sistemas de medida de emisión en continuo.

h) Manuales del fabricante.

i) Curvas suministradas por el fabricante del motor para la corrección de la potencia generada debido a todos los efectos.

La siguiente información deberá estar disponible para posibles consultas y verificaciones durante la realización de las pruebas de rendimiento:

a) Listas de instrumentos del grupo.

b) Detalle de montaje de instrumentos.

c) Históricos de calibración de instrumentos que lo requieran.

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 supervisor 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 técnicos de despacho de consumo específico y costes de arranque que superen a los últimos valores publicados por la administración (o en su defecto con respecto a los históricos aportados por el propietario) en más de un 3 %, el 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 diésel 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.

Se realizará al menos un ensayo de arranque de 2 horas y otro de 24 horas. Estos tiempos son susceptibles de ser modificados en función de los periodos habituales de arranque para cada instalación particular y las características de cada grupo.

En aquellos casos que se considere necesario realizar arranques adicionales a los indicados anteriormente, estos podrán ser realizados siempre y cuando sean aprobados por parte del supervisor de las pruebas.

La realización de estos ensayos estará supeditada a las posibilidades ofrecidas por la situación de la red.

En grupos diésel que requieren la utilización de un combustible auxiliar al combustible principal en paradas prolongadas, el tiempo del ensayo del arranque caliente (estimativamente unas 2 horas) se propondrá por la empresa propietaria para reproducir una secuencia representativa de una parada-arranque sin aporte de combustible auxiliar. En caso de imposibilidad técnica de reproducir dicha secuencia sin el aporte de combustible auxiliar, esto será debidamente justificado por la empresa propietaria sobre la base de la mejor información disponible (manuales, históricos, etcétera).

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 a lo largo de todo el año 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 seis cargas operacionales del grupo aproximadamente equidistantes, incluyendo 100 % y carga mínima. El supervisor de las pruebas podrá proponer ensayos a cargas intermedias adicionales si existiese algún cambio en el modo de operación del grupo que deba ser debidamente caracterizado.

Durante la realización de las pruebas, el grupo deberá operarse en el modo de carga preseleccionada, y sin participar en los servicios de complementarios de regulación, a fin de garantizar la estabilidad durante los ensayos. Lo anterior no incluye la regulación primaria.

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 admitirse una oscilación hasta del 5 %.

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. Las pruebas de rendimiento se realizarán con las mezclas de combustible de funcionamiento y de arranque aprobadas por la Dirección General de Política Energética y Minas, según se establece en el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio.

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 establecerá el supervisor de las pruebas y estará basado en el factor de potencia habitual de trabajo del grupo obtenido a partir de valores registrados en el último año de operación. En caso de que fuese imposible fijar este factor, la pruebas se harán con el factor de potencia más próximo al nominal del grupo que sea posible mantener de manera estable y continua.

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	± 3 % excepcionalmente ± 5 %
Factor de potencia	± 2 %
Velocidad de rotación	± 1 %
Presión barométrica entrada motor	± 0,5 %
Temperatura de aire en toma de entrada motor	± 3 °C
Poder calorífico	± 0,5 %
Flujo de combustible	± 3 % excepcionalmente ± 5 %
Temperatura de combustible	± 3 °C
Temperatura de gases de escape	± 10 °C
Contrapresión de escape en el motor (en valores absolutos)	± 0,33 %
Presión absoluta del aire a la entrada a cilindros del motor	± 0,5 %
Temperatura de salida del refrigerante	± 2 °C
Velocidad de giro del turbocompresor	± 2 %
Presión del aire de carga	± 2 %
Temperatura del aire de carga	± 4 °C

Debido a las diferencias entre los distintos motores para los que es de aplicación este procedimiento, el propietario podrá proponer valores alternativos de cumplimiento de estabilidad de aquellos parámetros previa justificación que serán aprobados, en su caso, por el supervisor de las pruebas.

El modo de operación del grupo durante cada ensayo será el habitual del mismo a excepción de los servicios complementarios de regulación (regulación secundaria) que estarán deshabilitados para garantizar los criterios de estabilidad.

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 conforme a lo descrito en el apartado 8.

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 ensayos que se realizarán en cada nivel de carga seleccionado tendrá una duración de, al menos, una hora.

La toma de datos de variables primarias y secundarias se realizará mediante sistemas de adquisición de datos automáticos. La frecuencia de lecturas deberá ser, de al menos 1 minuto.

En caso de que sea necesario realizar tomas manuales de variables primarias y secundarias, el propietario deberá justificar e indicar las medidas correctivas que prevea aplicar en futuras pruebas. En estos casos, con carácter excepcional y debidamente justificados se podrán tomar datos con una frecuencia de 15 minutos tanto para variables primarias como secundarias.

En los casos en los que no se registren de manera automática todas las variables primarias, y aquellas variables secundarias que se consideren de especial importancia a juicio del supervisor, la duración de cada ensayo se aumentará a 2 horas.

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 centrales térmicas de grupos diésel.

Se deberán extraer de los resultados del ensayo aquellas series de datos en las que se pongan de manifiesto fluctuaciones o variaciones excesivas de los parámetros operacionales de acuerdo a la tabla anterior. Los periodos a extraer deberán ser justo antes de comenzar la perturbación y hasta, al menos, 10 minutos después. En estos casos, se extenderá la duración del ensayo en un tiempo equivalente al de la muestra de datos descartados. Adicionalmente, en caso de variaciones excesivas, el test será susceptible de ser repetido.

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 período 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.

En casos debidamente justificados, podrán reducirse los tiempos de estabilidad previa a los ensayos a propuesta del propietario y, en su caso, aprobado por el supervisor de las pruebas.

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 diésel.

7. Documentación general de los ensayos

Se hará entrega al supervisor de las pruebas de una copia de toda la documentación (datos, información, fotografías y registros producidos) generada en la recogida de datos de cada ensayo en un formato que facilite y permita su tratamiento y procesado. Esta

información deberá ser aportada antes de que se abandonen las instalaciones a la finalización de los ensayos. Se establece excepcionalmente y siempre que esté justificado un tiempo máximo de 2 días hábiles para proceder al envío de todo aquello que hubiera podido quedar pendiente. Cada una de las partes será la responsable de la custodia y preservación de la privacidad de la copia de la información que le sea entregada.

7.1 Recolección de muestras.

Durante cada ensayo se realizará una recogida de muestras de combustible. 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 supervisor de las pruebas, 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 esta, 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 grupo, 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. Las 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. La organización del personal que haya intervenido en los ensayos.
6. El 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 costes de arranque en centrales térmicas de grupos diésel, adaptadas 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, entendidas 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, etcétera.

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 propuesto por el propietario y aprobado, en su caso, por el supervisor, 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.

Dentro de estas interconexiones mecánicas entre grupos para arranques, se prestará especial atención, al vapor de agua procedente de otros grupos y que habitualmente se usa durante los procesos de arranque.

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 de servicios.

Combustible.

Otros.

8.3 Aislamiento de combustible

En aquellos casos en los que se puedan producir cambios en el combustible utilizado durante los ensayos, 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 B**Procedimiento específico de medida y toma de muestras aplicable a todas las tecnologías**

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 los anexos A.I.1, A.II.1, A.III.1, A.IV.1 y A.V.1 relativos a la metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque para cada tecnología.

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

La instrumentación empleada en las medidas deberá cumplir con las diferentes especificaciones incluidas en este procedimiento según se define en los siguientes apartados. En caso de dudas de aplicación, se deberá atender en particular a lo recogido en el código ANSI/ASME PTC 46.

2.1 Clasificación de variables.

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.

Se contará con medida redundante simple en todas las medidas primarias tanto de la clase 1 como de la clase 2.

La redundancia debe ser realizada mediante instrumentos situados aproximadamente 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, 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 como pueden ser medidores de combustible, energía o estaciones meteorológicas, etcétera.

2.3 Recogida de datos.

La recogida de datos se realizará preferentemente mediante el sistema de control de la central y según se indica en el apartado de condiciones de realización del ensayo de los anexos A.I.2, A.II.2, A.III.2, A.IV.2 y A.V.2 relativos a los procedimientos de ensayos de rendimiento y coste de arranque de cada tecnología.

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. En caso de que fuese necesario realizar tomas de datos manuales de alguna variable, el propietario deberá indicar las acciones de mejora que prevea aplicar con objeto de que, en la medida de lo posible, la toma de datos de dicha variable sea automática en futuras pruebas.

Los instrumentos locales 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 y 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 de medida de temperatura, caudal, 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 medida de las condiciones ambientales necesarias para realizar compensaciones.

2.5 Requisitos básicos de instrumentación.

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. En cualquier caso, en dudas de aplicación, se atenderá a lo indicado en la ASME PTC 46.

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 sistemática del instrumento 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 cuya incertidumbre sistemática del instrumento sea inferior a 0,5 % 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 sistemática del instrumento no superior a 0,28 °C para temperaturas menores a 90 °C y una incertidumbre sistemática del instrumento, no superior a 0,56 °C para temperaturas de más de 90.°C.

Los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre sistemática del instrumento no superior a 1,7 °C.

A los instrumentos usados en el registro de variables secundarias se les exige una incertidumbre sistemática del instrumento no superior a 3,9 °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. Este aspecto se valorará principalmente en instrumentación instalada para la realización de ensayos.

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.

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. Se deberá realizar la medición de dos perfiles completos de medidas de los conductos de los gases de escape.

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).

N_a Es el número de punto de medida contado desde el centro

N_T 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 espaciado menor entre puntos de medida.

Habitualmente, este tipo de mediciones solo son necesarias para cálculos de rendimiento por método indirecto.

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 la incertidumbre sistemática total sea 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 solo afectan a variables primarias.

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:

$$q_{mh} = 999,015 \times 60 \times q_v \times S_g$$

Donde:

q_{mh} : Caudal másico (kg/h).

q_v : Caudal volumétrico (m³/min).

S_g : densidad específica (adimensional) en condiciones de presión y temperatura del ensayo.

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.

2.5.3.1.2 Medidores de flujo de tipo coriolis.

Este tipo de medidores podrán ser utilizados para medidas primarias obteniendo directamente valores de flujo másico. Se deberá haber verificado previamente la lectura a cero de dicho instrumento por parte del propietario. Para más detalles, se atenderá a lo dispuesto en la ASME MFC11, haciendo especial hincapié en lo dispuesto a la periodicidad de las calibraciones requeridas en este tipo de equipos.

2.5.3.2 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 sistemática 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, el 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 frecuencia, temperatura y presión. Para ambos dispositivos se verificarán el análisis del combustible y los resultados intermedios usados en el cálculo de la densidad.

En caso de que el punto de medida de combustible gaseoso se trate de un punto frontera bajo el amparo del control metrológico del estado bastará con el cumplimiento de dicha reglamentación según se define en la Ley 32/2014, de 22 de diciembre, de Metrología y su desarrollo normativo así como los protocolos de detalle referentes a las normas de gestión técnica del sistema gasista. En todo caso el propietario de la instalación deberá aportar los certificados de calibración y/o verificación en vigor exigidos por dicha regulación.

2.5.3.3 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.

2.5.3.3.1 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 sistemática 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.

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.

2.5.3.3.2 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.

2.5.3.3.3 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 y con la presión aguas arriba el resto de propiedades pueden ser calculadas.

2.5.3.4 Medición del caudal de carbón.

El procedimiento de determinación, para los ensayos de arranque, 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.

2.5.4 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).

Con carácter particular, en aquellos puntos de medida que dispongan de equipos de medida eléctrica redundante bajo el amparo del reglamento unificado de puntos de medida (RPM), se podrá exigir la redundancia durante las pruebas de rendimiento.

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 medidas de generación eléctrica que no estén bajo el amparo del reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico (RPM):

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 energía 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.

Para el caso concreto de transformadores de tensión instalados en bornas de alternador con anterioridad a 2012 será admisible una clase de 0,5 para tipos de punto 1 y una clase de 1 para tipos de punto 2.

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.

Para el caso concreto de transformadores de intensidad instalados en bornas de alternador con anterioridad a 2012 será admisible una clase de 0,5 para tipos de punto 1 y una clase de 1 para tipos de punto 2.

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 incertidumbre inferior al 2 % para variables primarias de clase 1. Para variables primarias de clase 2 se deberá utilizar un instrumento cuya incertidumbre sea inferior al 4 %. 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.

2.5.8 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. La incertidumbre de medida de este instrumento será de un 2 % como máximo.

Se realizarán medidas a la salida de cada calentador regenerativo de aire tanto primario como secundario. Se deberá realizar, al menos, la medición de dos perfiles completos de medidas de los conductos de los gases de escape.

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).

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.

3. Procedimiento para la toma de muestras

3.1 Toma de muestras de combustible.

3.1.1 Toma de muestras de combustibles líquidos y gaseosos.

Se tomarán (3) muestras de combustible, al principio, al final y en la parte central del ensayo, procedente 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. En caso de que la viscosidad de un combustible no permita la mezcla al final de la prueba, se propondrá otro método alternativo.

De las muestras obtenidas, 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 se proceda al envío del informe de supervisión a la Dirección General de Política Energética y Minas.

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 encuentre bajo el control metrológico correspondiente o se encuentre adecuadamente calibrado.

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 indicados en la ASME PTC 46 o similares. En cualquier caso, el poder calorífico deberá determinarse por un laboratorio acreditado. El análisis del combustible debe comprender:

Poder calorífico superior e inferior.

Densidad a 15 °C, 25 °C y 40 °C.

Composición química elemental.

Con el fin de no incurrir en excesivos costes, será suficiente realizar el análisis de la composición química elemental y la densidad a distintas temperaturas de una de las muestras analizadas de los ensayos que se realicen sobre un determinado grupo salvo que existan condicionantes que, a juicio del supervisor, aconsejen ampliar estos análisis a otras muestras.

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

3.1.2 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) por un laboratorio acreditado. El análisis de carbón deberá contemplar:

- Humedad.
- Volátiles.
- Poder Calorífico Superior (a volumen constante).
- Poder Calorífico Inferior (a presión constante).
- Análisis elemental: C, H, N, O, S.
- Cenizas.
- Elementos solubles en ácido Ca, K, NA.
- Cloro y Flúor.
- Composición de las cenizas (XRF).

Solamente será necesario el análisis de los elementos solubles en ácido (Ca, K, NA), cloro, flúor y composición de las cenizas (XRF) en una de las muestras que se analicen en los ensayos que se realicen con el objeto de reducir costes.

3.1.3 Toma de muestra de 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 minutos 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 tolva.

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:

Cantidad total de carbono, carbono libre y carbono en forma de carbonatos.

Composición química (XRF).

Azufre.

Solamente será necesario el análisis de los elementos composición de las cenizas (XRF) y azufre en una de las muestras que se analicen en los ensayos que se realicen con el objeto de reducir costes.

3.1.4 Toma de muestras de escorias.

Dependiendo del tipo de cenicero: racletas 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 los requeridos para las cenizas volantes.

3.2 Variables fundamentales de cálculo.

Se puede encontrar un listado general de variables en los anexos A.I.1, A.II.1, A.III.1, A.IV.1 y A.V.1 en donde indican para cada tecnología la metodología de cálculo del consumo específico y de los costes de arranque de las distintas tecnologías.

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.

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 las fechas de calibración de los mismos de manera que garanticen que la incertidumbre a la fecha de la prueba sea inferior a la requerida. Estos requisitos temporales, serán revisados y, en su caso, aprobados por el supervisor de las pruebas.

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 durante la prueba la precisión requerida. En cualquier caso, se atenderá a la vigencia de los certificados de calibración emitidos por los laboratorios acreditados para los distintos instrumentos, normas de referencia que puedan ser de aplicación o al requisito temporal indicado en el párrafo anterior.

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 primarias de clase 2 deben ser calibrados en un número de puntos igual al orden de ajuste de la curva de calibración. Si se puede demostrar que el instrumento tiene una histéresis típica 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.