

GUÍA TÉCNICA PARA LA MEDIDA Y DETERMINACIÓN DEL CALOR ÚTIL, DE LA ELECTRICIDAD Y DEL AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA DE COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

Esta guía técnica presenta un método de cálculo del calor útil de cogeneración, electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria de acuerdo con el Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, el Real Decreto 616/2007 de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, la Directiva Europea 2004/8/CE del 11 de Febrero sobre la promoción de la cogeneración y la Decisión de la Comisión del 21 de diciembre 2006 donde se establecen valores de referencia para las eficiencias de producción separada de electricidad y calor

Abril 2008

CONTENIDOS

1. MOTIVACIÓN DE LA GUÍA	5
1.1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.2. ÁMBITO TEMPORAL DE LA GUÍA	6
1.3. ESTRUCTURACIÓN DE LA GUÍA.....	6
2. EL AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA COMO PRINCIPIO FUNDAMENTAL	8
3. EL CALOR ÚTIL PRODUCIDO EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	10
3.1. DEFINICIONES DE CALOR ÚTIL H_{CHP} Y CALOR DE NO COGENERACIÓN H_{NO-CHP}	10
3.2. DETERMINACIÓN DEL CALOR ÚTIL DE ACUERDO AL MEDIO TRANSMISOR DE CALOR	11
3.2.1. AGUA LÍQUIDA Y FLUIDOS TÉRMICOS.....	12
3.2.2. VAPOR DE AGUA	12
3.2.3. GASES CALIENTES.....	14
3.2.4. REFRIGERACIÓN	15
3.3. CONSIDERACIÓN DEL PROCESO DEMANDANTE DE ENERGÍA TÉRMICA EN EL CÁLCULO DEL CALOR ÚTIL ...	16
3.4. EL CALOR ÚTIL EN LA EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIA Y LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN	17
3.5. EL VALOR DE REFERENCIA DE LA EFICIENCIA PARA LA PRODUCCIÓN SEPARADA DE CALOR ($REF H_{\eta}$) EN LOS PARÁMETROS DE EFICIENCIA	18
3.6. INFORMACIÓN TÉCNICA PARA LA CERTIFICACIÓN DEL RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE (REE) ...	18
4. LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN	19
4.1. LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN COMO BASE DE LAS GARANTÍAS DE ORIGEN	19
4.2. CÁLCULO DE LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN E_{CHP}	20
4.3. MODO DE COGENERACIÓN TOTAL	20
4.4. DETERMINACIÓN DEL PARÁMETRO C	20
4.5. RÉGIMEN TRANSITORIO PARA LA DETERMINACIÓN DEL PARÁMETRO C	21
5. COMBUSTIBLE DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	23
6. AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA	24
6.1. AHORRO PORCENTUAL DE ENERGÍA PRIMARIA PARA EXPEDICIÓN DE GARANTÍAS DE ORIGEN.....	24
6.2. CÁLCULO DE RENDIMIENTOS DE COGENERACIÓN	24
6.3. INFORMACIÓN TÉCNICA PARA LA CERTIFICACIÓN DE LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN (E_{CHP}) Y EL AHORRO PORCENTUAL DE ENERGÍA PRIMARIA (PES)	25
7. PUNTOS DE MEDIDA DE MAGNITUDES DE UTILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DEL CALOR ÚTIL Y LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN	26
7.1. PRINCIPIOS GENERALES	26
7.2. COMBUSTIBLES CONSUMIDOS.....	27
7.3. ENERGÍA ELÉCTRICA.....	28
7.4. CALOR ENTREGADO Y RETORNOS	29
8. CASOS PRÁCTICOS	31
9. REFERENCIAS	32
ANEXO 1. VALORES DE REFERENCIA PARA LA PRODUCCIÓN SEPARADA DE CALOR Y ELECTRICIDAD, DE ACUERDO CON LA DECISIÓN DE LA COMISIÓN DE 21/12/2006	33
ANEXO 2. NOMENCLATURA DE PARÁMETROS EMPLEADOS Y DIAGRAMAS DE FLUJO	36

ANEXO 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE PÉRDIDAS	39
ANEXO 4. FICHA TÉCNICA RESUMEN DE DATOS PARA EL CÁLCULO DEL RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE	41
ANEXO 5. FICHA TÉCNICA RESUMEN DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN Y DEL AHORRO PORCENTUAL DE ENERGÍA PRIMARIA	44

1. MOTIVACIÓN DE LA GUÍA

1.1. Introducción

La nueva legislación constituida por el RD 616/2007 [2] de fomento de la cogeneración (que transpone a legislación española la Directiva 2004/8/CE [3]), y el RD 661/2007 [1] que determina el régimen económico de la cogeneración, requiere una guía de aplicación que permita:

- Calcular los complementos retributivos en función de su eficiencia
- Determinar la electricidad que es objeto de las garantías de origen
- Evaluar los índices de eficiencia de las plantas de cogeneración para discriminar las que deben ser objeto de fomento

Estos índices de eficiencia son función del ahorro de energía primaria y pueden determinarse a partir del calor (H), la energía eléctrica producida (E) y el combustible consumido (F).

Por otra parte, la electricidad de cogeneración (E_{CHP}), debe determinarse a partir del Anexo II de la Directiva Europea o el Anexo II del RD 616/2007 [2] y es función del rendimiento global de la planta y de sus características de diseño. Existen asimismo diferentes criterios de evaluación de las plantas: así, el RD 661/2007 [1] se basa en el rendimiento eléctrico equivalente (REE) y en el RD 616/2007 [2] el índice empleado es el PES, que consiste en el ahorro de energía primaria porcentual y determina cuándo la electricidad de cogeneración es de alta eficiencia.

La existencia de diferentes criterios en la Legislación vigente para la evaluación y cualificación de las plantas de cogeneración, requiere un análisis previo y la aceptación preliminar de unos principios fundamentales que permitan conducir a un conjunto de soluciones que deben ser razonables técnicamente, aceptables económicamente y coherentes con las diferentes legislaciones vigentes, no sólo en España sino en el conjunto de los Estados Miembros de la Unión Europea.

Los principios en los que se basa este documento pueden resumirse en:

- El objetivo de la cogeneración es el máximo ahorro de energía primaria entendida como ahorro de combustible¹
- La base de dimensionamiento de las plantas de cogeneración es la demanda de calor útil que de otra forma debería producirse con combustible
- El RD 616 define la electricidad de cogeneración y la cogeneración de alta eficiencia. Se entiende la electricidad de cogeneración como base de las garantías de origen, de manera que cuando la cogeneración sea de alta eficiencia tendrá la mencionada garantía de origen de electricidad de cogeneración de alta eficiencia
- La alta eficiencia conseguida por las plantas de cogeneración en la producción de energía eléctrica es debida al aprovechamiento del calor que se produce simultáneamente

La evaluación de estas plantas es relativamente compleja, no sólo por la complejidad legislativa sino por la complejidad y diversidad tecnológica de las mismas y por la dificultad de la medida de los parámetros que determinan su eficiencia y especialmente de la medida

¹ Artículo 1 de la Directiva Europea 2004/08/EC

del calor útil producido. Por ello, es necesaria la elaboración de un documento de carácter práctico suficientemente ilustrado que clarifique la forma y el método para evaluar las plantas de cogeneración.

Esta Guía técnica propone una metodología de cálculo del calor útil, electricidad de cogeneración de alta eficiencia y el ahorro de energía primaria para las plantas de cogeneración dentro del contexto de la Directiva 2004/8/CE [3] relativa al fomento de cogeneración y al Real Decreto 661/2007 [2] por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Esta Guía es una herramienta de ayuda en el estudio de casos reales sobre la medición y determinación de estas magnitudes.

Esta Guía armoniza los sistemas de cálculo, de forma que puedan aplicarse de manera clara a partir de las medidas obtenidas en las instalaciones.

Esta Guía será de interés para los siguientes colectivos:

- Administraciones competentes para la autorización e inclusión de equipos de cogeneración en el régimen especial
- Entidades competentes en el seguimiento del cumplimiento de requisitos técnicos (cumplimiento del REE)
- Titulares de instalaciones de cogeneración tanto existentes como nuevas
- Asociaciones sectoriales cuyos usuarios utilicen equipos de cogeneración

1.2. *Ámbito temporal de la Guía*

La Comisión Europea está elaborando unas Guías para la implementación de la Directiva 2004/8/CE que actualmente se encuentran en fase de discusión. En el momento en el que se publiquen estas Guías europeas, será necesario realizar una revisión en conjunto y en su caso corrección de la presente Guía que servirá para introducir nuevos criterios, y modificar ó eliminar aspectos no contemplados en la presente Guía.

De acuerdo a lo anterior, la presente Guía es de aplicación desde la fecha de su publicación oficial hasta su adaptación y revisión en su caso, de acuerdo a los criterios armonizados que finalmente la Comisión Europea exprese en las Guías para la implementación de la Directiva 2004/8/CE.

1.3. *Estructuración de la Guía*

Este documento muestra en primer lugar un capítulo dedicado a la importancia del ahorro de energía primaria como principio básico del apoyo a las cogeneraciones. Este punto es de carácter genérico y se incluye con objeto de aportar una clarificación conceptual del principio mencionado.

A continuación se dedican cuatro capítulos a describir e indicar la metodología de cálculo de los siguientes conceptos:

- Calor útil producido en una planta de cogeneración
- Electricidad de cogeneración
- Combustible de una planta de cogeneración
- Ahorro de energía primaria

A lo largo del documento se describen las distintas posibles situaciones y la forma de cálculo de los parámetros objeto de la Guía. Del mismo modo se indican los principios que en todo momento se tienen en cuenta en el cálculo de dichos parámetros.

Como complemento a lo indicado, también se incluye una sección dedicada a los puntos en los cuales es necesario realizar las mediciones en planta para el cálculo de parámetros de interés.

Por último, se incluyen cinco anexos con el siguiente contenido:

- Metodología de corrección de los valores de referencia para la producción separada de calor y electricidad
- Nomenclatura de parámetros empleados y diagramas de flujo
- Metodología de cálculo del factor β
- Ficha técnica resumen del cálculo del rendimiento eléctrico equivalente
- Ficha técnica resumen del cálculo de la electricidad de cogeneración y el ahorro porcentual de energía primaria

El segundo anexo es de especial interés al contener un listado de todas las expresiones de parámetros contenidas en esta Guía, ya que la misma contiene un número importante de conceptos y definiciones relativamente complejos.

2. EL AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA COMO PRINCIPIO FUNDAMENTAL

El objetivo final de la cogeneración y de las diferentes políticas energéticas en España y en Europa es el ahorro de energía primaria. Esta Guía considera como principios básicos los siguientes:

1. Toda planta que ahorre energía primaria a partir de cierta cuantía es beneficiosa para el sistema eléctrico y debería tener acceso a los beneficios que permite la Directiva Europea y el RD 661/2007 [2]
2. El ahorro de energía primaria por las plantas de cogeneración se obtiene gracias a la generación de energía eléctrica, y dicho ahorro se otorga en su totalidad a dicha energía producida
3. Para obtener dicho ahorro en la generación de energía eléctrica, las plantas de cogeneración deben aprovechar el calor que inevitablemente se produce
4. Los tres parámetros que definen un sistema de cogeneración son el combustible utilizado, la energía eléctrica generada, y el calor producido. Los dos primeros suelen ser objetos de contratos de compraventa entre entidades diferentes y son fáciles de medir, no prestándose a equívocos y siendo fácil asegurar su origen y uso (de cogeneración o no). Por el contrario, el valor del calor es de medición o evaluación más compleja, y por este motivo se ha realizado esta Guía, al ser este valor el más determinante para asegurar los objetivos definidos

El objetivo de todos los procesos de cogeneración es ahorrar combustible y, en consecuencia, emisiones de gases de efectos nocivos. Si bien, en general, todas las plantas de cogeneración bien diseñadas aportan estos ahorros, su capacidad de ahorrar puede ser muy diferente en función de su tamaño y sobre todo de lo ajustado de su diseño a la demanda de calor. Por ello, la legislación suele fijar *índices de eficiencia* en lugar de ahorros en valor absoluto para evaluar la calidad del diseño de una planta de cogeneración. Los índices más utilizados son los siguientes:

- **Rendimiento global (η)**, que expresa una relación entre la producción conjunta de energía eléctrica y calor respecto al combustible empelado para ello. Es un valor intrínseco y no comparativo de una planta de cogeneración
- **Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE)**, es el rendimiento eléctrico comparable con una planta de sólo generación de energía eléctrica, descontando del combustible consumido el necesario para producir por sistemas convencionales el calor. Este índice permite comparar la eficiencia eléctrica de una planta de cogeneración con el rendimiento eléctrico o global de una planta de sólo producción de energía eléctrica. Al ser un índice de cálculo fácil, es utilizado en diversos países. Sin embargo, esta comparación directa con plantas del régimen ordinario no tiene en cuenta las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución, que es otro de los grandes objetivos perseguidos por la Directiva Europea y el RD 616/2007.

Los rendimientos eléctricos equivalentes mínimos exigidos se indican en la siguiente tabla:

Tipo de combustible	REE mínimo
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49 %
Combustibles líquidos en motores térmicos	56 %
Combustibles sólidos	49 %
Gas natural y GLP en motores térmicos	55 %
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59 %
Otras tecnologías y/o combustibles	59 %
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30 %
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50 %

El REE puede obtenerse a partir del ahorro de energía primaria (AEP), mediante la siguiente expresión:

$$REE = \frac{E}{\frac{E}{Ref E_{\eta}} - AEP} \quad \text{[ecuación 1]}$$

De este modo el REE es un indicativo del ahorro de energía primaria que proporciona una cogeneración.

- **PES** (Primary Energy Savings) o ahorro porcentual de energía primaria es la relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad.
- **Índice de electricidad limpia (IEL)**. Este índice indica la proporción de la electricidad que se podría producir con el ahorro de energía primaria.

3. EL CALOR ÚTIL PRODUCIDO EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

La mayor parte de los centros consumidores requieren energía en forma mecánica para el accionamiento de maquinaria y en forma de calor para diferentes procesos industriales, tratamientos térmicos o para usos de calefacción y climatización de locales y residencias. Estos centros generalmente consumen electricidad para transformarla en energía mecánica y combustible para producir la energía térmica y el calor que precisan.

En conjunto, se deben cumplir las siguientes condiciones básicas para que una planta de cogeneración produzca los beneficios esperados:

- Que el calor generado por un combustible con el objeto de producir energía eléctrica pueda aprovecharse sustituyendo a calor que debería haberse producido también utilizando combustible. Esto permite ahorrar todo o parte del combustible para producir calor
- Que la energía eléctrica generada en el proceso de cogeneración evite la producción de electricidad que de otro modo se generaría en centrales que también usarían combustible
- Que exista un sistema energético que permita que las plantas de cogeneración estén conectadas, de forma que toda la electricidad pueda aprovecharse a través de la red de distribución, evitando las pérdidas de transporte y distribución de las centrales de producción conectadas a muy alta tensión y alejadas de los centros de consumo

La demanda de calor útil, definida a través de su cantidad y calidad es determinante y condiciona la ubicación, el tamaño y la configuración de la planta de cogeneración.

En definitiva, la planta de cogeneración se diseña para generar energía eléctrica y simultáneamente suministrar calor a un proceso, que puede pertenecer a un tercero, o al propio tenedor de la planta. En el primer caso, existirán facturas de los valores de H_1 , H_2 , etc., de los calores útiles. En el caso de que los titulares sean los mismos, dichas mediciones deberán establecerse a través de contadores de calor suficientemente precisos y que puedan verificarse por terceros.

El calor generado simultáneamente con la energía eléctrica, es decir, el coproducto térmico de la cogeneración, es un caudal de materia con un contenido de calor. Se podría decir que la cogeneración genera energía eléctrica y fluidos caloportadores de modo simultáneo. Estos fluidos suelen ser agua líquida y fluidos térmicos, gases de escape y vapor de agua, que son útiles al sustituir las demandas térmicas del centro consumidor en su totalidad o como complemento de la demanda térmica satisfecha con el uso de combustibles fósiles.

3.1. Definiciones de Calor Útil H_{CHP} y Calor de no cogeneración $H_{\text{no-CHP}}$

El cálculo o estimación del calor útil tiene por objetivo el cálculo del combustible evitado (considerando como energía primaria) y debe realizarse si se desconoce este valor. A tal efecto la Decisión de la Comisión de 21 de Diciembre 2006 [4] ha establecido las relaciones a aplicar, de forma armonizada en Europa, entre el calor útil medido o calculado en una instalación de cogeneración y el combustible evitado por este concepto. Deberá asimismo tenerse en cuenta que el calor puede proceder de una planta de cogeneración en la que se ha producido energía eléctrica, o bien puede proceder de un proceso no cogenerativo, partiendo de un combustible que si bien produce calor no ha producido energía eléctrica.

El calor que procede de la cogeneración (H_{CHP}) se define como calor útil a efectos de evaluar las plantas y el calor que procede de un combustible, se denominará como calor de no cogeneración ($H_{\text{no-CHP}}$) de forma que:

$$H = H_{\text{CHP}} + H_{\text{no-CHP}} \quad [\text{ecuación 2}]$$

El calor no cogenerado ($H_{\text{no-CHP}}$) es aquel que se ha producido fuera de un proceso de cogeneración, es decir que sea un calor que previamente no haya sido empleado para la producción de energía eléctrica. Este calor puede ser medido; no obstante en el caso de que no lo sea por dificultades técnicas puede ser estimado a partir del combustible empleado para su producción aplicando el valor de referencia $\text{Ref } H_{\eta}^2$ indicado en la Decisión para cada tipo de proceso. Dentro de este apartado se consideran los siguientes usos del combustible que generan calor no cogenerado:

- **Calor producido por una caldera convencional o un quemador auxiliar.** El combustible utilizado F debe ser medido adecuadamente, de forma que permita evaluar el calor no cogenerado
- **Postcombustión** se define como el proceso de combustión complementaria aplicable a unidades de cogeneración (turbinas de gas o motores) en cuyos gases de escape se contengan proporciones suficientemente elevadas de oxígeno como para utilizarlas como comburente con combustible adicional
- Vapor de extracción de una caldera alimentada con combustible, antes de su uso en una turbina de vapor
- Vapor sobrante, no recuperable y que suele condensarse produciendo energía eléctrica y/o mecánica en una turbina de condensación
- Vapor o calor empleado en la propia planta de cogeneración para precalentamientos de agua de alimentación, desgasificación térmica, etc

En los casos anteriores, puede determinarse el $H_{\text{no-CHP}}$ a través de medición directa (caso del vapor de extracción) o a través de la medida del combustible utilizado en postcombustión o en calderas auxiliares y aplicando las eficiencias de referencia publicadas por la Comisión Europea. En términos generales se puede calcular:

$$H_{\text{no-CHP}} = F_{\text{no-CHP,H}} \cdot \text{Ref } H_{\eta} \quad [\text{ecuación 3}]$$

El calor obtenido por estos procedimientos no se considerará de cogeneración salvo que se emplee para la producción de energía eléctrica y/o mecánica con equipos como las turbinas de contrapresión.

3.2. Determinación del calor útil de acuerdo al medio transmisor de calor

Tanto el calor o energía térmica procedentes de una cogeneración como los procedentes de los sistemas convencionales suelen entregarse simultáneamente al proceso del consumidor en alguna de las formas que se describen a continuación.

En los casos en los que el titular de la cogeneración considere que el calor útil calculado conforme a lo expuesto en los siguientes puntos 3.2.1., 3.2.2., 3.2.3. y 3.2.4. no se ajuste a su caso particular, éste podrá solicitar a la Administración Competente que se considere su situación. En estos casos, la cogeneración será objeto de análisis mediante una inspección por parte de la Administración Competente según lo indicado en el artículo 51 del Real Decreto 661/2007, siendo vinculantes sus resultados respecto a la determinación del calor

² Para producción de vapor o agua caliente con gas natural, este valor es de 0,9 y para uso directo de los gases de escape, el valor es de 0,82 [4].

útil. Los posibles costes en los que incurra la inspección serán soportados por el titular de la cogeneración que realiza la solicitud.

3.2.1. Agua líquida y fluidos térmicos.

Los fluidos caloportadores (generalmente H₂O o aceite) circulan en un circuito secundario cerrado y permiten una transferencia de calor para los usos del proceso que demanda energía térmica.

El adquirente contrata su adquisición en condiciones de recepción (entrega del cogenerador), caudal \dot{m} , temperatura T y especificación de producto, devolviéndolo sin más alteración que de temperatura $T_2 < T_1$. La transacción se refiere al calor extraído, que es el calor utilizado (H) en este caso y que se puede calcular según la expresiones siguientes:

$$H = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2) \quad \text{[ecuación 4]}$$

$$H = \dot{m} \cdot C_e \cdot (T_1 - T_2) \quad \text{[ecuación 5]}$$

donde h_1 y h_2 son las entalpías de salida y retorno de agua respectivamente y C_e es el calor específico medio del fluido si se puede considerar suficientemente constante y significativo.

En general los fluidos termoportadores se generan en calderas que usan combustibles cuando no son de cogeneración y en generadores de recuperación en las plantas de cogeneración. En alguna ocasión en plantas con motores alternativos, el agua de refrigeración de los mismos puede usarse directamente para ceder calor útil.

3.2.2. Vapor de agua

Para producir vapor de agua, la unidad dispone de agua que trata convenientemente para cumplir las especificaciones técnicas requeridas por las condiciones prefijadas de presión y temperatura que requiere el proceso y se genera en calderas que usan combustible o en generadores de recuperación de los gases de escape de motores o turbinas de gas.

También es usual generar el vapor a presiones y temperaturas muy superiores a las demandadas y generar energía eléctrica y/o mecánica en una turbina de vapor antes de su entrega al proceso en las condiciones requeridas.

La configuración física de la cesión del vapor de agua a proceso se verifica con valores especificados de presión (P), temperatura (T) y entalpía (h). Dependiendo del proceso demandante del vapor, puede existir una corriente de retorno del vapor utilizado que ha cedido al proceso la mayor parte de su calor. Esta corriente se denomina comúnmente 'retorno de condensados' y es usual que el agua que circula por la misma se encuentre en un estado mezcla de líquido y vapor.

El vapor de agua entregado a un proceso contiene la energía térmica que se pretende utilizar en el mismo, en general a través de intercambiadores de calor en los que el vapor cede calor sensible y latente, directamente por mezcla con el medio a calentar o por inyección. En el primer caso no se aprovecha la totalidad de la energía térmica aportada, ya que los intercambiadores devuelven parte de la misma en forma de condensados de vapor, generalmente subenfriados hasta una temperatura que depende de cada proceso y del nivel térmico del fluido que se pretenda calentar. Los condensados disponen por lo tanto de cierta cantidad de energía que el usuario térmico puede aprovechar en otros procesos o devolver al cogenerador.

La existencia de la corriente de retorno de condensados en una planta de cogeneración que aporta vapor de agua supone una medida de eficiencia energética, ya que el calor contenido en dicha corriente es captada por el proceso de cogeneración en los equipos de generación de vapor, necesiándose de este modo menos combustible para el mismo aporte calórico al proceso. Por añadidura, también supone una medida de ahorro de agua de aporte, con las ventajas económicas y medioambientales que ello supone.

El cálculo del calor útil en cogeneraciones que aporten vapor de agua al proceso se realizará en base a la metodología indicada a continuación.

Cogeneraciones en las cuales el vapor de agua se incorpora al producto elaborado en el proceso

En estos casos no es posible canalizar una corriente de retorno de condensados hasta la cogeneración, con lo que el calor útil únicamente consistirá en el calor de la corriente de vapor entregado a proceso. Su cálculo a todos los efectos se realizará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_V \cdot h_V - \dot{m}_A \cdot h_A \quad \text{[ecuación 6]}$$

donde:

- \dot{m}_V caudal de vapor entregado a proceso
- \dot{m}_A caudal de la corriente de agua de aporte a la cogeneración
- h_V entalpía específica del vapor entregado a proceso
- h_A entalpía del agua en estado líquido a 15 °C y presión atmosférica (15 kcal/kg ó 63 kJ/kg)

Cogeneraciones en las cuales el vapor de agua NO se incorpora al producto elaborado en el proceso

En estos casos el cálculo del calor útil se realizará de la siguiente forma:

- A. Si el proceso demandante de calor SI retorna condensados en una cuantía mínima del 70% respecto del vapor entregado a dicho proceso, o bien si el producto de la entalpía del condensado que retorna por el porcentaje del caudal de retorno de condensados respecto al vapor entregado, dividido por 100, resulta igual o superior a 75,5 kcal/kg (316 kJ/kg), el calor útil se obtendrá de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_V \cdot h_V - \dot{m}_C \cdot h_C - \dot{m}_A \cdot h_A \quad \text{[ecuación 7]}$$

donde:

- \dot{m}_V caudal medido del vapor entregado a proceso
- \dot{m}_C caudal medido de la corriente de retorno de condensados a los equipos de cogeneración
- \dot{m}_A caudal de la corriente de agua de aporte a la cogeneración
- h_V entalpía del vapor entregado a proceso obtenida a partir de mediciones
- h_C entalpía del retorno de condensados obtenida a partir de mediciones
- h_A entalpía del agua en estado líquido a 15 °C y presión atmosférica (15 kcal/kg ó 63 kJ/kg)

B. En el resto de los casos no contemplados en el anterior punto 'A' el calor útil se obtendrá de acuerdo a la siguiente expresión:

$$H = \dot{m}_v \cdot (h_v - h_0) \quad [\text{ecuación 8}]$$

donde:

- \dot{m}_v caudal medido del vapor entregado a proceso
- h_v entalpía del vapor entregado obtenida a partir de mediciones
- h_0 entalpía del agua en estado líquido a 80°C y presión atmosférica (80 kcal/kg ó 334,9 kJ/kg)

De forma excepcional, las cogeneraciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial ANTES de la entrada en vigor del RD 661/2007 podrán realizar el cálculo del calor útil únicamente a efectos de la comprobación del cumplimiento del REE mínimo para su permanencia en el Régimen Especial de acuerdo a la ecuación '7' del punto 'A' independientemente de la cuantía de retorno de condensados. Para el cálculo del calor útil a efectos de obtención del complemento por eficiencia y todo lo relativo a garantías de origen y electricidad de cogeneración, en todo caso se aplicará lo indicado en los puntos 'A' y 'B'.

En las cogeneraciones en las cuales sólo una parte del vapor producido se incorpore al producto, el calor útil se calculará como la suma de los obtenidos de la corriente de vapor que se incorpora a producto, y de la corriente de vapor que NO se incorpora al producto, aplicando la metodología que le corresponda a cada situación conforme a lo expuesto anteriormente.

3.2.3. Gases calientes

En muchos casos, el calor generado por la planta de cogeneración es el contenido en los gases de escape del motor o la turbina, que pueden aprovecharse directamente en el proceso o a través de un intercambiador que garantice la ausencia de contaminantes.

En el primer caso, el producto entregado por la planta de cogeneración consiste en un caudal de gases de composición prefijada, a temperatura especificada y presión aproximadamente atmosférica. Se requiere una determinada sobrepresión para asegurar su circulación, las pérdidas de carga de su paso por los aparatos previstos y la expulsión a la atmósfera.

El contenido térmico de los gases entregados se refiere al calor sensible de los mismos a la entrada del proceso, ya que no se prevén cambios de estado en el mismo y el calor utilizado es la diferencia de calores sensibles entre la entrada y salida del proceso.

El calor útil es, en este caso, el contenido de calor sensible en los gases entregados menos el que contendrán éstos en su evacuación a la atmósfera. El calor útil (H) puede calcularse en este caso como sigue:

$$H = \dot{m} \cdot (h_1 - h_2) \quad [\text{ecuación 9}]$$

donde \dot{m} es la cantidad de gases correspondiente al período de control considerado, h_1 es la entalpía del gas de entrada a los equipos de secado, y h_2 es la entalpía de salida del gas

de los equipos de secado³. Siempre que se disponga de datos de caudal fiables suministrados por el fabricante de los equipos que entregan estos gases calientes se emplearán dichos datos; por otra parte también es posible calcular el caudal a partir de mediciones de equipos.

La utilización de gases calientes como medio de transferencia térmica tiene su máxima aplicación a procesos de secado de forma que los gases evaporan el agua contenida en el producto y la incorporan a los gases en forma de calor latente.

Alternativamente puede calcularse el calor útil sumando al calor latente del agua evaporada el incremento del calor sensible del agua total más el incremento de calor sensible del producto secado, ambos incrementos desde la temperatura del producto húmedo a la entrada al secadero hasta la temperatura final del producto seco.

En casos específicos, tales como en el secado de purines y en el secado de lodos, se conviene que el calor, **únicamente a efectos de cálculo del REE para comparar el valor de dicho rendimiento con los exigidos por el Anexo I del RD 661/2007**, puede calcularse tal como se indica en la Disposición Transitoria segunda del RD 661/2007 [1], asignando los valores allí indicados por unidad de materia alimentada en las condiciones definidas:

- El calor del proceso de secado de los purines es de 825 kcal/kg equivalente de purines de cerdo del 95% de humedad
- El calor del secado de lodos derivados de la producción de aceite de oliva es de 724 kcal/kg o 740 kcal/kg para el resto de lodos, equivalente de lodo del 70% de humedad, no admitiéndose lodos para secado superior al 70%

Las plantas de secado de purines y secado de lodos, al no producir energía térmica que pueda considerarse útil, no perciben retribución por complemento de mayor eficiencia, por lo que en ningún caso se podrá aplicar lo expuesto para el cálculo de dicho complemento.

3.2.4. Refrigeración

El Anexo I del RD 661/2007 [1] establece que en el caso de que la demanda sea de refrigeración la energía térmica útil correspondiente tomará el mismo valor que la demanda de refrigeración final que satisfaga la cogeneración. Esta indicación ha de entenderse únicamente aplicable al caso de climatización de edificios.

La metodología para la obtención del calor útil cuando el calor producido por una cogeneración se emplea en la producción de frío mediante máquinas de absorción se indica a continuación:

³ Esta ecuación puede expresarse en función del calor específico de los gases y sus temperaturas, pudiéndose aplicar la siguiente ecuación que relaciona el calor específico de un gas con gran proporción de aire con su temperatura (expresión válida entre 0 °C y 1500 °C):

$$[C_{pm}]_0^T = 0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T$$

donde C_{pm} viene expresado en kJ/(kg·°C) y T se introduce en °C. Así, aplicada esta expresión, la ecuación del calor útil sería la siguiente:

$$H = \dot{m} \cdot [(0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T_1) \cdot T_1 - (0,9952 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T_2) \cdot T_2]$$

Siendo T_1 y T_2 las temperaturas de entrada y salida de los gases del secadero. Coeficientes extraídos de H.D. Baehr *et al.* [8].

- A. En el caso que la generación de frío se realice a un nivel de temperatura superior a 0°C el calor útil corresponderá a la demanda de refrigeración final.
- B. En el caso que la generación de frío se realice a un nivel de temperatura inferior a 0°C el calor útil corresponderá a todo el calor consumido por las máquinas de absorción, siempre que la temperatura de dicho calor consumido sea inferior a 180°C

De forma excepcional, las cogeneraciones inscritas en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial ANTES de la entrada en vigor del RD 661/2007 podrán considerar como calor útil únicamente a efectos de la comprobación del cumplimiento del REE mínimo para su permanencia en el Régimen Especial a todo aquel consumido por las máquinas de absorción, independientemente de la temperatura de dicho calor y de la temperatura frío producido. Para el cálculo del calor útil a efectos de obtención del complemento por eficiencia y todo lo relativo a garantías de origen y electricidad de cogeneración, en todo caso se aplicará lo indicado en los puntos 'A' y 'B'.

3.3. Consideración del proceso demandante de energía térmica en el cálculo del calor útil

Un sistema de cogeneración se haya estrechamente ligado al proceso al cual suministra energía hasta el punto que no es posible obtener y validar el calor útil que la cogeneración aporta sin realizar un análisis del proceso demandante de calor.

Lo indicado en el párrafo anterior se basa en la definición de energía térmica útil indicada en el RD 661/2007 y el RD 616/2007 la cual se transcribe a continuación:

Se entiende por energía térmica útil la producida por un proceso de cogeneración para satisfacer, sin superarla, una demanda económicamente justificable de calor y/o refrigeración y, por tanto, que sería satisfecha en condiciones de mercado mediante otros procesos, de no recurrirse a la cogeneración.

De este modo, de forma adicional a la obtención del valor de calor útil de acuerdo a lo descrito, es necesaria la realización de un análisis sobre el destino de dicho calor útil (análisis de proceso). Este estudio se centrará en los siguientes puntos:

1. *Justificación económica del calor entregado.* En ningún caso se considerará útil a aquella energía térmica que se destine a usos que no se realizarían mediante equipos de suministro de calor diferentes a la cogeneración. En los casos donde se dude de la existencia del calor en condiciones de mercado con equipos diferentes a la cogeneración se realizará un estudio económico sobre la rentabilidad y/o necesidad de aportar dicho calor sin cogeneración.

Cuando todo o parte del calor procedente de una cogeneración se destine a usos no económicamente justificables es obligado detraer dicha cantidad de calor al total producido para obtener el calor útil. Este último será el que se utilice para el cálculo de los índices de eficiencia indicados en el RD 661/2007 y RD 616/2007.

2. *Sumideros de calor.* En línea con las ideas anteriores, el calor entregado a proceso que no se utilice, vertiéndolo, por ejemplo, directamente a la atmósfera nunca tendrá la consideración de útil, siendo obligado detraerlo del aportado por la cogeneración para obtener el calor útil.

Este análisis pretende evaluar el uso pleno del calor, no entrando en consideraciones de eficiencia energética u optimización energética del proceso demandante de calor.

En esta Guía no se incluye una descripción de los distintos procesos demandantes de calor útil por lo prolijo y extenso que supone; sin embargo la entidad que realice una certificación de calor útil, electricidad de cogeneración e índices de eficiencia ha de realizar un análisis del proceso de acuerdo a los principios indicados en este punto.

En el caso de plantas de secado de purines y secado de lodos, la energía térmica generada por la cogeneración no puede considerarse como calor económicamente justificable, ya que

en ausencia de cogeneración los purines y lodos no se someterían a un proceso de secado con calor procedente de combustible.

3.4. El calor útil en la evaluación de los parámetros de eficiencia y la electricidad de cogeneración

El calor útil es una magnitud empleada en el cálculo de, entre otros, los siguientes índices de eficiencia y parámetros:

- Rendimiento eléctrico equivalente (REE)
- Ahorro de energía primaria (AEP)
- Ahorro porcentual de energía primaria (PES)
- Rendimiento global y rendimientos térmicos
- Electricidad de cogeneración (E_{CHP})

De acuerdo a la normativa vigente, el calor útil para el cálculo de las magnitudes indicadas no se aplica sobre los mismos equipos dependiendo del parámetro que se esté calculando. De este modo:

- Cálculo de REE. El calor útil se calculará sobre equipos que generan calor de cogeneración y dispositivos de postcombustión. De este modo se excluyen dispositivos tales como calderas convencionales, quemadores auxiliares, calderas con extracción de vapor antes de su uso en turbinas de vapor, vapor sobrante, calor para precalentamientos de agua de alimentación, etc.
- Cálculo de electricidad de cogeneración (E_{CHP}) y PES. El calor útil únicamente se referirá a dispositivos en los que de forma simultánea a la generación de dicho calor se genera energía eléctrica, excluyéndose todo aquel generado por otros dispositivos (postcombustión, calderas auxiliares, etc). De esta forma este calor corresponde al calor de cogeneración (H_{CHP})

De acuerdo a lo anterior, la ecuación que se utilizará para el cálculo del REE es la siguiente:

$$REE = \frac{E}{F_{CC} + F_{\text{no-CHP,H postcombustión}} - \frac{H_{\text{CHP}} + H_{\text{no-CHP postcombustión}}}{\text{Ref } H_{\eta}}} \quad [\text{ecuación 10}]$$

donde:

E	energía eléctrica generada por la planta de cogeneración
F_{CC}	combustible consumido por la cogeneración
$F_{\text{no-CHP,H postcombustión}}$	combustible consumido por dispositivos de postcombustión
H_{CHP}	calor útil producido por la cogeneración
$H_{\text{no-CHP postcombustión}}$	calor producido por dispositivos de postcombustión
Ref H_{η}	valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor

Nótese que esta Guía emplea notación de parámetros de acuerdo a la Directiva 2004/8/CE; de este modo para expresar el combustible y el calor se utiliza 'F' y 'H' respectivamente, en lugar de 'Q' y 'V' que se emplea en el RD 661/2007.

3.5. El valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor (Ref H_{η}) en los parámetros de eficiencia

El valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor (Ref H_{η}) es utilizado para el cálculo de índices de eficiencia asociados a procesos de cogeneración (REE, AEP, PES). En el RD 661/2007 se indica que los valores a emplear para la introducción del Ref H_{η} en el cálculo del REE son los publicados por la Decisión de la UE de 21 de diciembre de 2006, en la cual se incluye una tabla por tipo de combustible y tipo de transferencia del calor al proceso. Del mismo modo los valores de la mencionada tabla son empleados en todos los parámetros definidos en el RD 616/2007. De acuerdo a lo anterior, el valor de Ref H_{η} que se utilizará corresponderá al indicado en la Decisión de la UE de 21 de diciembre de 2006. En ningún caso se aplicarán disminuciones de los valores de Ref H_{η} , debiéndose siempre aplicarse tal y como figuran en la tabla de la citada Decisión.

3.6. Información técnica para la certificación del rendimiento eléctrico equivalente (REE)

En los documentos cuyo propósito sea la determinación y/o certificación del REE para su comunicación a efectos del cumplimiento de lo exigido en el RD 661/2007 será necesario incluir en el mismo lo siguiente:

- Ficha técnica resumen que se detalla en el anexo 4 de esta Guía, cumplimentada de acuerdo a las indicaciones e instrucciones que igualmente se indican en el anexo
- Descripción detallada del cálculo del calor útil

4. LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN

Una planta de cogeneración tiene como objetivo último la generación de energía eléctrica con alta eficiencia gracias al aprovechamiento del calor que genera. Sin embargo, esta misma planta puede generar electricidad sin aprovechar el calor, o con un aprovechamiento insuficiente del mismo. Es evidente que este fenómeno ocurre puntualmente en prácticamente todas las plantas de cogeneración y, en términos generales, la electricidad generada (E) podrá dividirse en dos clases: una que podemos denominar E_{CHP} o electricidad de cogeneración, y otra $E_{\text{no-CHP}}$ que no puede considerarse de cogeneración al no aportar los beneficios que deben atribuirse a la electricidad producida en cogeneración.

Esta discriminación procede originalmente de las plantas de calefacción de distrito que generan electricidad mediante un ciclo clásico con turbina de vapor, y aportan calor útil a las redes de calefacción de distrito. Cuando esta demanda de calor es baja o nula, todo el vapor generado se emplea en la producción de electricidad en la turbina de condensación. Esta electricidad de condensación evidentemente no puede considerarse de cogeneración.

También las plantas de cogeneración industriales pueden producir electricidad de condensación o de no cogeneración, con independencia de un proceso durante ciertos períodos en los que no hay demanda térmica suficiente y, por razones operacionales, no es conveniente parar la planta de cogeneración (roturas de la lámina en una fábrica de papel, cambios del producto que obligan a parar la producción, etc.).

Como resumen de esta introducción, se desprende la necesidad, en algunos casos, de analizar si toda la electricidad generada por una planta es de cogeneración, o solo una parte de la misma puede considerarse que cumple con los requisitos mínimos. A esta electricidad se le otorgan los derechos establecidos en la Legislación vigente para la electricidad de cogeneración y de alta eficiencia (definidas en el RD 616/2007 [2]). En este apartado se explicará más detenidamente la metodología de cálculo de la parte de la electricidad cogenerada que cumple con unos requisitos prefijados. Esta electricidad se puede expresar genéricamente como el producto de un parámetro C_i por el calor cogenerado H :

$$E = C_i \cdot H \quad [\text{ecuación 11}]$$

4.1. La electricidad de cogeneración como base de las garantías de origen

De acuerdo al Anexo III de la Directiva Europea [3], una planta de cogeneración que posea un PES $\geq 10\%$ se considerará de alta eficiencia. Por otra parte dicha Directiva define el concepto de electricidad de cogeneración (E_{CHP}) como aquella generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil y calculada de acuerdo al Anexo II de la citada Directiva. Siguiendo el razonamiento que realiza la Directiva, en cogeneraciones de alta eficiencia la E_{CHP} es la cantidad de electricidad de cogeneración de alta eficiencia.

También en la Directiva se introduce el concepto de ‘garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia’, como una certificación de la cantidad de electricidad de cogeneración E_{CHP} únicamente para las cogeneraciones de alta eficiencia. De este modo, la E_{CHP} es la base cuantitativa de dichas garantías de origen.

4.2. Cálculo de la electricidad de cogeneración E_{CHP}

El Anexo II de la Directiva 2004/8/CE [3] así como el Anexo II del RD 616/2007 [2] establece que la electricidad de cogeneración se considera igual a la producción de electricidad total en el período considerado en el punto de conexión de los generadores ($E_{CHP} = E$) si se cumple lo siguiente:

- La eficiencia global del período η es mayor o igual de 75 % para turbinas de vapor de contrapresión, turbinas de gas con recuperación de calor, motores de combustión interna, microturbinas, motores Stirling y pilas de combustible
- La eficiencia global del período η es mayor o igual de 80 % para turbinas de gas en ciclo combinado y turbinas de vapor a condensación

En los casos en que la eficiencia global de la planta sea inferior al valor umbral mencionado, la electricidad de cogeneración se obtendrá mediante la expresión:

$$E_{CHP} = H_{CHP} \cdot C \quad \text{[ecuación 12]}$$

donde C es la relación entre electricidad y calor funcionando en modo de cogeneración total y H_{CHP} es la cantidad de calor útil procedente de la cogeneración.

El modo de cogeneración total no está suficientemente definido en la Directiva 2004/8/CE [3] ni en el RD 616/2007 [2], por lo que se presta a interpretaciones. No obstante, en el borrador más reciente de la Guía de la Directiva [5] editada con fecha marzo de 2007 se procura clarificar este punto.

4.3. Modo de cogeneración total

El cálculo de la 'C' a que se refiere el Anexo II de la Directiva 2004/8/EC [3], especifica que esta variable es *la relación de la electricidad y del calor útil de una planta, cuando se funciona en modo de cogeneración total, utilizando datos operativos de la unidad concreta.*

La definición del modo 'cogeneración total' se ilustra en el borrador más reciente de la Guía para la implementación de la Directiva que está siendo desarrollada por la Comisión Europea. En efecto, en este documento se indica en su sección 3.2 que el modo 'cogeneración total' sucede cuando la cogeneración opera con máxima recuperación de calor. Esto significa que del sistema de cogeneración se extrae todo el calor sin sumideros de calor aprovechable (como por ejemplo equipos de by-pass abiertos que desvían todo o parte del calor procedente de la cogeneración).

Por otra parte, también el borrador más reciente de la Guía para la implementación de la Directiva establece que las nuevas plantas deben ser diseñadas de forma óptima para el calor útil que satisfagan, con lo que es obligado diseñar y utilizar en toda planta de nueva implantación equipos de máxima eficiencia energética. También para las nuevas plantas es obligatoria la instalación de instrumentación para obtener el parámetro 'C' en las situaciones de cogeneración total.

4.4. Determinación del parámetro C

El borrador de las Guías para la Implementación de la Directiva [5] de Marzo 2007 indica que el parámetro C ha de calcularse de acuerdo a datos con el siguiente orden de preferencia:

1. Valores medidos en modo de cogeneración total. Si el rendimiento global medido en un año se haya por debajo del umbral indicado en el Anexo II de la Directiva, el

cogenerador ha de evaluar en qué situaciones a lo largo del año la planta ha operado en modo de cogeneración total.

2. Valores de diseño en modo de cogeneración total. Si la planta nunca ha operado en modo de cogeneración total el propietario de la cogeneración ha de utilizar curvas de diseño.
3. Valores por defecto.

De acuerdo a lo anterior, es necesario realizar una evaluación que discrimine los periodos en que la cogeneración funciona con máximo aprovechamiento térmico. En estos periodos la planta habrá verificado valores de energía eléctrica y calor útil aportados.

La metodología para el cálculo del factor C es la siguiente:

- a. Obtención de la energía eléctrica en los periodos de trabajo en modo cogeneración total (E_{CT}). Se obtendrá la energía eléctrica generada en los puntos de trabajo de cogeneración total a lo largo del periodo considerado.
- b. Obtención del calor útil aportado en modo cogeneración total (H_{CT}). También se obtendrá el calor útil aportado en los puntos de trabajo en cogeneración total del periodo considerado.
- c. Cálculo del parámetro C, de acuerdo a la fórmula:

$$C = \frac{E_{CT}}{H_{CT}} \quad [\text{ecuación 13}]$$

No obstante, se acepta que el parámetro C sea medido y certificado en una operación puntual de prueba de la cogeneración en modo de cogeneración total, siendo válido por un periodo de 2 años no siendo necesario de este modo realizar el proceso de cálculo antes descrito durante este periodo de validez.

4.5. Régimen transitorio para la determinación del parámetro C

Durante los 12 primeros meses a partir de la publicación oficial de la presente Guía se acepta que el cálculo del parámetro C se realice de acuerdo a la siguiente metodología como alternativa a la indicada anteriormente:

Cálculo del parámetro C sin condensación de vapor

El parámetro C se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$C = \frac{\eta_E}{\eta_0 - \eta_E} \quad [\text{ecuación 14}]$$

donde:

- η_E rendimiento eléctrico de la cogeneración calculado como la división de la energía eléctrica generada (E) entre el combustible consumido exclusivamente por la cogeneración (F_{CC})
- η_0 rendimiento global umbral establecido por el Anexo II de la Directiva 2004/8/CE cuyo valor es:
- 75 % para turbinas de vapor de contrapresión, turbinas de gas con recuperación de calor, motores de combustión interna, microturbinas, motores Stirling y pilas de combustible
 - 80 % para turbinas de gas en ciclo combinado y turbinas de vapor a condensación

Cálculo del parámetro C con condensación de vapor:

El parámetro C se calculará de acuerdo a la siguiente expresión:

$$C = \frac{\eta_{E\text{ no-CHP}} - \beta \cdot \eta_0}{\eta_0 - \eta_{E\text{ no-CHP}}} \quad \text{[ecuación 15]}$$

donde:

$\eta_{E\text{ no-CHP}}$ eficiencia eléctrica en condensación total, calculada según lo indicado en capítulos posteriores de la presente Guía

β coeficiente de pérdidas, calculado conforme a lo indicado en el Anexo 3 de esta Guía

η_0 rendimiento global umbral establecido por el Anexo II de la Directiva 2004/8/CE cuyo valor es:

- 75 % para turbinas de vapor de contrapresión, turbinas de gas con recuperación de calor, motores de combustión interna, microturbinas, motores Stirling y pilas de combustible
- 80 % para turbinas de gas en ciclo combinado y turbinas de vapor a condensación

Una vez transcurrido el periodo de 12 meses las plantas que no dispongan de equipos de medición y registro que posibilite la determinación del parámetro C mediante lo indicado en el anterior punto '4.4.' y el cálculo de dicho parámetro sea necesario para la determinación de la electricidad de cogeneración (E_{CHP}), éstas no tendrán derecho a garantías de origen.

5. COMBUSTIBLE DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

En general, el combustible es suministrado a la planta de cogeneración por una empresa comercializadora que factura dicho suministro y, por lo tanto, queda contabilizado tanto en cantidad física como en energía. Deberá tenerse un registro preciso del destino del combustible y su uso para determinar si se trata de usos cogenerativos o de solo producción de calor.

Una planta de cogeneración suele estar constituida por motores alternativos, turbinas de gas o de vapor, que transforman la energía contenida en el combustible en energía mecánica y calor residual o de escape. La energía mecánica suele transformarse en energía eléctrica a través de un alternador (este es el caso más usual), y el calor residual puede recuperarse en forma de vapor de agua, agua caliente, aceites térmicos y gases calientes, como fluidos termoportadores y dispuestos para sus aplicaciones térmicas, tal como se ha explicado en el apartado destinado a la producción de calor.

El combustible lo utilizan principalmente los equipos principales (motores) para una transformación en energía eléctrica y/o mecánica y térmica, pero además de los equipos descritos, las plantas de cogeneración pueden disponer de equipos auxiliares que también pueden usar combustible sin el objetivo de producir energía mecánica o eléctrica, sino únicamente energía térmica o calor para apoyo o sustitución del entregado por los sistemas de cogeneración. Los equipos más usuales de este tipo son los siguientes:

- Generadores o calderas convencionales para ajustar la producción de calor a la demanda en cada instante; o para su utilización de reserva en caso de fallo de los equipos principales.
- Sistema de postcombustión, que tienen el mismo objetivo descrito, o sistemas de aire fresco que permitan incrementar o asegurar el suministro en el caso de fallo del motor principal.
- Sistemas de *by-pass* que podrían llegar a permitir el uso de los motores como sistemas de emergencia (sin recuperación de calor), o grupos electrógenos para asegurar algunas demandas de solo electricidad.

El uso del combustible en estos equipos no aporta calor de cogeneración (definido como calor útil), aunque son estrictamente necesarios para asegurar el suministro y pueden estar relacionados con la planta de cogeneración, o formar parte de otro conjunto de instalaciones.

Tal y como se ha comentado en la sección 3, para el cálculo de índices de eficiencia y otros parámetros es necesario realizar exclusiones sobre equipos de no aportan calor de cogeneración. En general, esta depuración es fácil de realizar ya que:

- El uso del combustible suele disponer de sistemas de medida diferenciados para motores y usos auxiliares. En caso de no disponer de los mismos será necesaria su instalación
- El calor aportado por estos usos de combustible es de muy difícil medición, pues muchas veces no se dispone de contaje; pero en estos casos puede calcularse a través de los valores de referencia de la Decisión de la Comisión Europea para cada tipo de combustible. Es decir:

$$H_{no-CHP} = F_{no-CHP,H} \cdot Ref H_{\eta} \quad [\text{ecuación 16}]$$

6. AHORRO DE ENERGÍA PRIMARIA Y COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

De acuerdo a la Directiva 2004/8/CE, y según lo indicado en su Anexo III, se entiende por cogeneración de alta eficiencia aquella que cumple lo siguiente:

- a. Para cogeneraciones de potencia eléctrica igual o superior a 1 MWe, aquella cuya producción aporte un ahorro porcentual de energía primaria (PES) de al menos un 10%, calculando dicho ahorro conforme a la metodología también incluida en el Anexo III de la Directiva
- b. Para cogeneraciones de potencia eléctrica inferior a 1 MWe (unidades de cogeneración a pequeña escala y microcogeneraciones), aquella cuya producción aporte ahorro de energía primaria. Esto se traduce en aquellas en las que el PES sea mayor que 0%

La cogeneración de alta eficiencia tiene derecho a expedición de garantías de origen a su favor, entendida esta de acuerdo a la Orden ITC/1522/2007 como la acreditación que asegura que un número determinado de KWh de energía eléctrica producidos en una cogeneración en un periodo temporal determinado han sido generados a partir de cogeneración de alta eficiencia. La cifra acreditada de energía eléctrica corresponde precisamente al concepto ya estudiado de electricidad de cogeneración (E_{CHP}).

De acuerdo a lo anterior, previo a la expedición de una garantía de origen es necesario analizar si una cogeneración es de alta eficiencia o no. Esto supone obtener el ahorro porcentual de energía primaria (PES) detallado en el Anexo III de la Directiva 2004/8/CE, cálculo que se explica en este capítulo.

6.1. Ahorro porcentual de energía primaria para expedición de garantías de origen

El ahorro de energía primaria especificado en el Anexo III de la Directiva 2004/8/CE introduce algunas particularidades, ya que este índice se refiere únicamente al calor útil producido (H_{CHP}), y la electricidad de cogeneración producida (E_{CHP}); de este modo, la expresión del ahorro porcentual de energía primaria posee la siguiente expresión:

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] \cdot 100 \quad [\text{ecuación 17}]$$

En esta expresión los valores de referencia sí corresponden a los anteriormente descritos en esta Guía; no obstante, los valores de eficiencia $CHP H_{\eta}$ Y $CHP E_{\eta}$ únicamente están referidos al calor útil y la electricidad de cogeneración, siendo su cálculo particular.

6.2. Cálculo de rendimientos de cogeneración

Las expresiones de los rendimientos de cogeneración descritos en el punto anterior son las siguientes:

$$CHP H_{\eta} = \frac{H_{CHP}}{F_{CHP}} \quad [\text{ecuaciones 18}]$$

$$CHP E_{\eta} = \frac{E_{CHP}}{F_{CHP}}$$

Donde H_{CHP} y E_{CHP} son el calor útil y la electricidad de cogeneración respectivamente, calculados conforme a lo previamente descrito en esta Guía.

El parámetro F_{CHP} corresponde al combustible únicamente asociado a la producción del calor útil y la electricidad de cogeneración, cuyo cálculo se indica a continuación para los casos en que se disponga o no de condensación de vapor.

Cálculo de F_{CHP} sin condensación de vapor

Se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$F_{CHP} = F_{CC} - \frac{E_{no-CHP}}{\eta_E} \quad \text{[ecuación 19]}$$

donde:

F_{CC} combustible consumido por la cogeneración

E_{no-CHP} energía eléctrica que no es de cogeneración, obtenida del siguiente modo:

$$E_{no-CHP} = E - E_{CHP} \quad \text{[ecuación 20]}$$

donde E es la energía eléctrica generada.

η_E rendimiento de generación eléctrica

Cálculo de F_{CHP} con condensación de vapor

En el caso que la cogeneración disponga de turbinas de vapor a condensación, la expresión que se utilizará para el cálculo de F_{CHP} es la siguiente:

$$F_{CHP} = F_{CC} - \frac{E_{no-CHP}}{\eta_{E_{no-CHP}}} \quad \text{[ecuación 21]}$$

donde:

F_{CC} combustible consumido por la cogeneración

E_{no-CHP} energía eléctrica que no es de cogeneración, obtenida del siguiente modo:

$$E_{no-CHP} = E - E_{CHP} \quad \text{[ecuación 22]}$$

donde E es la energía eléctrica generada.

$\eta_{E_{no-CHP}}$ eficiencia eléctrica en condensación total, calculada de la siguiente forma:

$$\eta_{E_{no-CHP}} = \frac{E_C}{F_{CC}} = \frac{E + \beta \cdot H_{CHP}}{F_{CC}} \quad \text{[ecuación 23]}$$

E_C representa la energía eléctrica generada en modo de condensación total, mientras que el factor β es el coeficiente de pérdidas. La forma de cálculo del factor β se muestra en el Anexo 3 de esta Guía.

6.3. Información técnica para la certificación de la electricidad de cogeneración (E_{CHP}) y el ahorro porcentual de energía primaria (PES)

En los documentos cuyo propósito sea la determinación y/o certificación de la E_{CHP} y/o el PES para su comunicación a efectos de obtención de garantías de origen será necesario incluir en el mismo lo siguiente:

- Ficha técnica resumen que se detalla en el anexo 5 de esta Guía, cumplimentada de acuerdo a las indicaciones e instrucciones que igualmente se indican en el anexo
- Descripción detallada del cálculo del calor útil y del factor C, este último en el caso que sea necesario su cálculo

7. PUNTOS DE MEDIDA DE MAGNITUDES DE UTILIDAD PARA LA DETERMINACIÓN DEL CALOR ÚTIL Y LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN

7.1. Principios generales

Los distintos índices de comportamiento y de calificación de las plantas de cogeneración se han de establecer necesariamente a partir de valores reales obtenidos por medición de las distintas entradas y salidas de los flujos energéticos de las mismas, durante el período de control preestablecido, que generalmente es de un año.

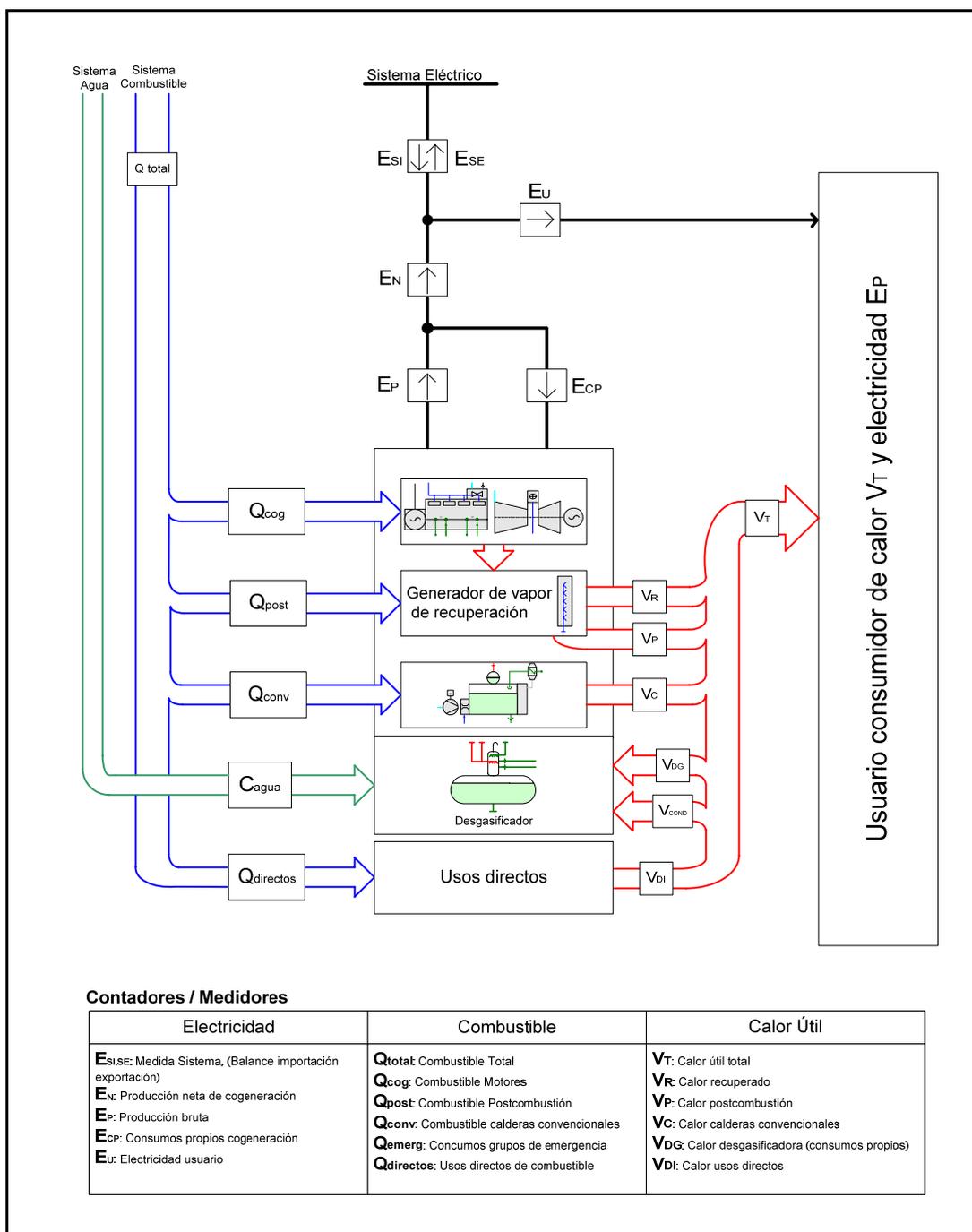
Lo anterior quiere decir que los valores de cálculo son cantidades anuales de energía, por lo que deberán obtenerse por acumulación de valores instantáneos. Según sea la naturaleza de la magnitud total considerada, el total del período será la suma de cada medida instantánea, como es el caso de la electricidad. En otros casos, la energía de que se trata de disponer es el producto de mediciones distintas, independientes, que deben ser multiplicadas instantáneamente o por intervalos medios e integradas para todo el período, como es el caso del vapor entregado (flujos másicos por entalpías), agua o aceite térmico (caudales por diferencia de temperatura, debiendo introducir además, como constante, un calor específico e integrar el resultado), etc.

En cuanto a la naturaleza de las mediciones y con objeto de conseguir los resultados más objetivos y fiables posibles, se recurrirá, cada vez que sea posible, a los sistemas que la planta requiere para las transacciones económicas de adquisiciones de materias de sus proveedores y ventas de sus productos. En los casos en que ello no sea posible, se recurrirá a medidores internos que, en cualquier caso, serán objeto de control, verificación y calibración.

Finalmente, en cuanto a su ubicación, se procurará que tenga lugar en los límites de batería de la planta, lo cual ya es así en el caso mencionado de medidas para la facturación, pero se evitará situar los emplazamientos de medición en lugares muy alejados de dichos límites de batería, tanto si han de estar dentro de los mismos o ser externos a ellos.

En la figura adjunta se recogen los contadores de interés en la evaluación de los índices de eficiencia de la planta de cogeneración. Tanto para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente (REE), como para las magnitudes relacionadas con las garantías de origen son necesarios los siguientes contadores:

- Combustible. Instrumentos que desagreguen los elementos cogenerativos de los que no lo son (separación de F_{cc} y $F_{no-CHP,H}$). En secciones siguientes se indican ciertas particularidades respecto al combustible consumido.
- Energía eléctrica. La electricidad que ha de considerarse es la bruta producida, la cual incluye consumos de la propia planta.
- Calor. De forma general no será necesario desagregar el calor que proceda de cada equipo mediante contadores instalados, ya que se acepta su cálculo a partir del combustible consumido por los equipos. No obstante, en toda situación será necesaria la instalación de medidores del calor cedido a proceso y del calor de retorno de condensados, en los casos en los que se considere esta magnitud.



Contadores de interés en la evaluación de una planta de cogeneración con sistemas auxiliares y postcombustión.

7.2. Combustibles consumidos

Dependiendo del tipo de combustible, pueden existir las siguientes particularidades:

- **Gas Natural**: dentro de la planta el gas puede tener más de un destino, por lo que cabe la posibilidad de que la empresa de suministro establezca un único contrato para todos ellos (F), o por el contrario, se formalicen varios contratos, lo que implica la existencia

de varios contadores cuyo emplazamiento será la estación de regulación y medida (ERM) correspondiente

En el caso de un solo contador del que deriven consumos diferenciados que deban tenerse en cuenta en las imputaciones del total, se instalarán medidores que permitan medir dichos consumos y, a ser posible, contadores de facturación individuales.

Los volúmenes de gas natural empleados para la cogeneración deben ser registrados con un contador con una precisión de acuerdo a la normativa vigente (regulación del control metrológico del Estado sobre instrumentos de medida). El volumen medido debe ser corregido con la temperatura y presión del gas (a 0 °C y 1.01325 bar) para permitir la comparación directa con las facturas emitidas a la cogeneración. El poder calorífico superior puede conocerse directamente de la facturación del suministrador. La imprecisión total en la estimación de la energía imputable al combustible debe ser inferior a $\pm 2\%$.

- Combustibles líquidos: en estos casos (gasóleo, fuelóleo, GLP) el suministro tiene lugar por cargas, con cuyas facturas se podrá realizar el control del consumo del período una vez ajustado por medición *in situ* el balance pertinente de las existencias almacenadas al inicio y fin del período

Los combustibles líquidos normalmente se venden por litros. Por ello el combustible empleado en la planta de cogeneración deberá ser registrado, para lo cual se requiere un caudalímetro volumétrico con una precisión de acuerdo a normativa. Sin embargo, el poder calorífico generalmente está determinado por unidad de masa. La conversión entre la masa y el volumen usando gráficos estándar puede introducir un error significativo ($\pm 1,5\%$) y consecuentemente es preferible emplear densidades y poderes caloríficos medios. Puede emplearse documentación relativa a la compra del combustible si se lleva un registro detallado de ello. La imprecisión total en la estimación de la energía imputable al combustible debe ser inferior a $\pm 2\%$.

- Otros combustibles alternativos: una estimación precisa del poder calorífico de combustibles alternativos (como puede ser biomasa o residuos urbanos) es extremadamente complicado. Cuando la imprecisión en el poder calorífico del combustible de entrada excede $\pm 2\%$, entonces métodos alternativos deberían ser empleados. De existir bandas de incertidumbre el límite superior de dicha banda debe ser empleado.

7.3. Energía eléctrica

Como en el caso del gas, los contadores eléctricos se hallan situados en las cabinas de medición junto a los puntos de conexión y son los que la empresa de suministro utiliza para las transacciones.

Para medir la electricidad generada se deben emplear contadores trifásicos comerciales y ser instalados para proveer lecturas directas tanto de la electricidad importada como de la electricidad exportada y los consumos propios, con una precisión de acuerdo a la normativa vigente (Reglamento de puntos de medida del sistema eléctrico).

La electricidad generada por la planta es el valor bruto. Este valor viene dado directamente por el contador integrado en el equipo principal, de modo que si éste se considera suficientemente preciso puede emplearse esta medición para evaluar la electricidad bruta.

De no ser así, la medición de la electricidad bruta generada deberá basarse en los contadores de facturación (E_{SI} y E_{SE} y E_U) y en la medida de los consumos propios (E_{CP}). Estos consumos son los debidos a los ventiladores, bombas de torres de refrigeración, consumos de los compresores de gas, etc..

La cantidad de autoconsumo eléctrico es distinto según el tipo de planta ya que, por ejemplo, una planta de motor a gas tiene más auxiliares y por tanto mayor autoconsumo que una planta de ciclo simple con turbina de gas. Este tanto por ciento depende del tipo de ciclo y del tamaño. Si no se puede efectuar la medida de los consumos propios directamente, se tomarán los valores establecidos en la tabla adjunta.

Tipo de ciclo	Consumos propios (%)
Ciclo simple con turbina de gas / ciclo secado	1,0
Ciclo simple con motores combustión interna fuel-oil	3,0
Ciclo simple con motores combustión interna gas	4,0
Ciclo combinado con turbina gas ≤ 50 MWe	3,21 - 0,03·P
Ciclo combinado con turbina gas > 50 MWe	1,7
Ciclo trigeneración con turbina gas	+1% s/ autoconsumo del ciclo
Ciclo trigeneración con motores	5,0

P: potencia eléctrica en MWe

Valores por defecto de los consumos propios en función del tipo de ciclo empleado, expresados en función de la electricidad producida

7.4. Calor entregado y retornos

En el caso de plantas de cogeneración que suministran calor al usuario, al ser éste calor objeto de transacción comercial, el punto de medida conviene situarlo, en la medida de lo posible en el límite de batería, tal y como se ha dicho para los combustibles y la electricidad. En este caso el punto de medida puede consistir en un caudalímetro y en un sensor de temperatura. Este principio conviene aplicarlo en todos los casos, pero es evidente que podrán presentarse casos menos rígidos cuando ambas partes tenga el mismo interés económico.

Para las distintas formas de calor, se mencionan las siguientes particularidades:

- Vapor: la entrega de vapor tiene lugar por una o varias líneas, atendiendo a las posibles diferencias de calidad (vapores a distintas presiones) o de receptores. La medida de la energía entregada en cada instante es el producto del caudal instantáneo por la entalpía del vapor. Este producto instantáneo es el que debe integrarse para todo el período.

La ubicación de las medidas deberá ser lo más próxima a la frontera, pero evitando posibles ambigüedades y errores por el trazado. El punto de medida deberá situarse en cualquier caso aguas abajo del colector, de modo que no se contabilice el vapor enviado al desgasificador.

Si hay retorno de condensados que deben medirse, deberá existir el medidor de caudal y el de temperatura.

Para la medida del vapor los contadores deberán contar con una precisión según lo indicado en legislación, ó de al menos un $\pm 2\%$ en ausencia de dicha legislación, debiendo ser de fondo de escala apropiado a la cuantía del caudal de tal modo que se recomienda no considerar lecturas en el primer 25% del fondo de escala. Debe corregirse por presión y temperatura cuando sea necesario. Diafragmas, toberas y tubos venturi deben ser diseñados e instalados de acuerdo con la normativa vigente española y europea y el cálculo del caudal másico debe basarse en dimensiones reales y no nominales. El cálculo de la precisión total debe tener en cuenta la precisión de los integradores, transmisores, etc.

Pueden emplearse igualmente otros tipos de caudalímetros con la precisión antes indicada. Allí donde la especificación del fabricante esté disponible se utilizará la banda inferior de su tolerancia para determinar la carga de vapor. Cuando se efectúen auditorias deberá ponerse en evidencia la concordancia con lo indicado por el fabricante.

- Agua caliente y aceite térmico: esta entrega de calor es el valor neto de la ida menos el retorno. En cada doble línea existirá la medida del caudal instantáneo y de la diferencia de temperatura de ambas ramas. Su producto instantáneo con el valor del calor específico estipulado, después de integrado para todo el período, proporcionan el calor entregado. El emplazamiento de estas medidas será en el límite de batería de la planta, de modo que ambas partes tengan acceso a las mismas.

La precisión de contadores de fluidos calientes depende tanto del caudalímetro como del integrador de energía. Deben respetarse las calibraciones sistemáticas y el cumplimiento de las normas de instalación establecidas por el fabricante para asegurar que las imprecisiones sean menores que la permitida por legislación, ó de al menos un $\pm 2\%$ en ausencia de dicha legislación.

- Gases calientes: el punto de medida del gas entregado ha de situarse lo más próximo posible a la frontera o límite de batería. Las conducciones suelen ser de gran sección, siendo necesario por lo general la evaluación del caudal de gases y su temperatura, con las siguientes particularidades:
 - Caudal. Las mediciones precisas de caudal poseen una alta complejidad técnica, ya que los gases presentan por lo general un estado turbulento en las conducciones. En la medida de lo posible se recomienda evitar mediciones directas, obteniendo el caudal a partir de datos de operación de la cogeneración y sus especificaciones técnicas.
 - Temperatura. Se dispondrá de medidores tanto a la entrada como a la salida del equipo de secado.

En los 12 primeros meses a contar desde la publicación oficial de la presente Guía los usuarios de cogeneración podrán realizar las mediciones de calor con los equipos existentes sin necesidad de cumplir los requisitos antes indicados. Una vez transcurrido este periodo de 12 meses aquellas plantas que no dispongan de los equipos con las especificaciones señaladas deberán solicitar la suspensión temporal del régimen económico de acuerdo con lo indicado en el artículo 49 del RD 661/2007.

8. CASOS PRÁCTICOS

Como complemento al contenido de esta Guía y para una mejor interpretación de la misma, en la página de Internet de IDAE (www.idae.es) se localiza una serie de casos prácticos de configuraciones de cogeneraciones en los que se realiza de forma cuantitativa el cálculo del calor útil, electricidad de cogeneración y ahorro de energía primaria. Las siguientes configuraciones se hallan presentes en la serie de casos prácticos:

- *Ciclo simple con turbina de gas*
- *Ciclo combinado con turbina de vapor a contrapresión*
- *Ciclo combinado con turbina de vapor a contrapresión y condensación*
- *Ciclo simple con motor de gas*
- *Ciclo simple de secado con turbina de gas*

Del mismo modo también se podrán incorporar a la página de Internet de IDAE otros casos prácticos considerados de interés por su representatividad.

9. REFERENCIAS

- [1] REAL DECRETO 661/2007 de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE núm. 126, 26 mayo 2007.
- [2] REAL DECRETO 616/2007 de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, BOE núm. 114, 12 mayo 2007.
- [3] DIRECTIVE 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market, Official Journal of the European Union, February 2004.
- [4] COMMISSION DECISION of 21 December 2006 establishing harmonized efficiency reference values for separate production of electricity and heat in application of the Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council, Official Journal of the European Union, December 2004.
- [5] Guidelines for Implementation of the CHP Directive, European Commission, DG TREN, March 2007.
- [6] Manual for Determination of Combined Heat and Power, CEN/CENELEC, September 2004.
- [7] Manual for calculating CHP Electricity, PROTERMO, January 2000.
- [8] H.D. Baehr *et al.*, Thermodynamische Funktionen idealer Gase für Temperaturen bis 6000 K, Berlin-Heidelber-New York, Springer 1968.
- [9] Borsig Pocket-Book, Deutsche Barcock-Borsig AG, Berlin 1994

ANEXO 1. VALORES DE REFERENCIA PARA LA PRODUCCIÓN SEPARADA DE CALOR Y ELECTRICIDAD, DE ACUERDO CON LA DECISIÓN DE LA COMISIÓN DE 21/12/2006

En este punto se expone un resumen y se dan normas de aplicación de las disposiciones contenidas en la Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006.

1. VALORES DE REFERENCIA PARA LA PRODUCCIÓN SEPARADA DE ELECTRICIDAD

En la tabla adjunta se reproducen los valores básicos de la generación separada de electricidad en función del combustible utilizado y el año. Dichos valores se indican en condiciones estándar, es decir, a condiciones normales definidas de acuerdo a normas ISO: 15°C de temperatura ambiente, 1'013 bar y 60% de humedad relativa, para el aire.

Año de construcción : Tipo de combustible:		1996 y años anteriores	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006-2011
Combustibles sólidos	Hulla/coque	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Lignito/briquetas de lignito	37,3 %	38,1 %	38,8 %	39,4 %	39,9 %	40,3 %	40,7 %	41,1 %	41,4 %	41,6 %	41,8 %
	Turba/briquetas de turba	36,5 %	36,9 %	37,2 %	37,5 %	37,8 %	38,1 %	38,4 %	38,6 %	38,8 %	38,9 %	39,0 %
	Combustibles de madera	25,0 %	26,3 %	27,5 %	28,5 %	29,6 %	30,4 %	31,1 %	31,7 %	32,2 %	32,6 %	33,0 %
	Biomasa agrícola	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos biodegradables (municipales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Esquisto bituminoso	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %	38,9 %
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo+fueloil residual), GLP	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biocombustibles	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Residuos biodegradables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
	Residuos no renovables	20,0 %	21,0 %	21,6 %	22,1 %	22,6 %	23,1 %	23,5 %	24,0 %	24,4 %	24,7 %	25,0 %
Combustibles gaseosos	Gas natural	50,0 %	50,4 %	50,8 %	51,1 %	51,4 %	51,7 %	51,9 %	52,1 %	52,3 %	52,4 %	52,5 %
	Gas de refinería/hidrógeno	39,7 %	40,5 %	41,2 %	41,8 %	42,3 %	42,7 %	43,1 %	43,5 %	43,8 %	44,0 %	44,2 %
	Biogás	36,7 %	37,5 %	38,3 %	39,0 %	39,6 %	40,1 %	40,6 %	41,0 %	41,4 %	41,7 %	42,0 %
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales, calor residual recuperado	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %	35 %

Valores básicos de referencia para la generación eléctrica separada

A partir de los valores básicos se obtendrán, corregidos en función de las condiciones climáticas del emplazamiento de la planta y por el nivel de tensión de su conexión, los valores de referencia para la producción separada de electricidad. A continuación se describen en detalle la forma de realizar estas correcciones.

1.1. Corrección por clima

Para la corrección por clima, como el campo de variación de las temperaturas medias en el país se extiende de 10 a 21 °C se opta por el método indicado en la Decisión de realizar una división del conjunto en tres zonas con temperaturas medias respectivas de 11°C, 15°C y 19°C, a las que pueden asignarse las distintas provincias del territorio según su temperatura media anual a partir de los valores publicados en la “Guía resumida del clima en España” del Ministerio de Obras Públicas, Transportes y Medio Ambiente. A cada zona le corresponde un valor de corrección con el que se deberá corregir, por suma o sustracción, el valor básico. En la tabla adjunta se encuentra la distribución de las provincias por zona climáticas.

Temperatura de 11 °C ± 2°	Temperatura de 15 °C ± 2°	Temperatura de 19 °C ± 2°
Alava	Albacete	Alicante
Asturias	Badajoz	Almería
Avila	Barcelona	Cádiz
Burgos	Cáceres	Castellón
Cuenca	Cantabria	Córdoba
Guipuzcoa	Ceuta	Huelva
León	Ciudad Real	Ibiza
Lugo	Girona	Jaén
Navarra	Granada	Las Palmas
Palencia	Guadalajara	Málaga
Salamanca	Huesca	Mallorca
Segovia	La Coruña	Murcia
Soria	Lleida	Melilla
Teruel	Madrid	Sevilla
Valladolid	Menorca	Tenerife
Zamora	Orense	Valencia
	Pontevedra	
	Rioja	
	Tarragona	
	Toledo	
	Vizcaya	
	Zaragoza	

Provincias clasificadas en zonas climáticas

La corrección que es necesario aplicar sobre el valor de la referencia en la producción por separado de electricidad de acuerdo a la temperatura media de la ubicación de la cogeneración consiste en lo siguiente:

- Disminución del valor de referencia en 0,1% por cada grado por encima de 15 °C
- Aumento del valor de referencia en 0,1% por cada grado por debajo de 15 °C

1.2. Corrección por nivel de tensión

En cuanto a la corrección por nivel de tensión, a continuación se reproduce la tabla de la Decisión en la que se pueden leer los factores a aplicar a los ya corregidos por condición climática. Dichos factores dependen, por un lado, del nivel de tensión, pero también de si la electricidad producida es exportada o autoconsumida.

Tensión de conexión	Exportación	Autoconsumo
> 200 kV	1	0,985
100 - 200 kV	0,985	0.965
50 - 100 kV	0,965	0,945
0,4 - 50 kV	0,945	0,925
< 0,4 kV	0.925	0.860

Factores de corrección por nivel de tensión

Ejemplo de aplicación de las correcciones para el cálculo de la eficiencia de referencia de la producción de la electricidad

Una planta construida en 2007 utiliza gas natural como combustible, se haya ubicada en Teruel y está conectada a 25 kV. La misma autoconsume el 20% de su producción y exporta el resto.

De acuerdo con la tabla anteriormente mostrada, el valor base de referencia es 52,5%. Como Teruel se halla en la Zona de 11 °C, el valor anterior debe aumentarse con 0,4 puntos, con lo que se obtiene un 52,9%.

Por otra parte la corrección por pérdidas en la red se estima ponderando los factores de exportación (0,945) y autoconsumo (0,925), leídos ambos para los 25 kV con lo que:

$$\text{Factor corrección pérdidas en red} = 0,945 \cdot 0,8 + 0,925 \cdot 0,2 = 0,941$$

Considerando lo anterior, el valor de referencia corregido es:

$$\text{Ref } E_n = 52,9 \cdot 0,941 = 49,78\%$$

2. VALORES DE REFERENCIA DE LA PRODUCCIÓN SEPARADA DE CALOR

En la tabla siguiente se indican los valores de referencia aplicables a los distintos tipos de combustibles, distinguiendo entre la generación de vapor y/o agua caliente y el uso directo de gases de escape, si su temperatura es superior a 250 °C.

Tipo de combustible		Vapor / agua caliente	Uso directo de gases de escape
Combustibles sólidos	Hulla/coque	88%	80%
	Lignito/briquetas de lignito	86%	78%
	Turba/briquetas de turba	86%	78%
	Combustibles de madera	86%	78%
	Biomasa agrícola	80%	72%
	Residuos biodegradables (municipales)	80%	72%
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	80%	72%
	Esquisto bituminoso	86%	78%
Combustibles líquidos	Hidrocarburos (gasóleo + fueloil residual), GLP	89%	81%
	Biocombustibles	89%	81%
	Residuos biodegradables	80%	72%
	Residuos no renovables	80%	72%
Combustibles gaseosos	Gas natural	90%	82%
	Gas refinería/ hidrógeno	89%	81%
	Biogás	70%	62%
	Gas de horno de coque, gas de alto horno, otros gases residuales	80%	72%

Valores de referencia para la producción separada de calor.

En el caso de gases calientes como fluido termoportador, para la elección del valor de referencia a utilizar es necesario considerar la temperatura de entrada del gas al equipo de secado. De esta forma:

- Si la temperatura es igual o superior a 250 °C se empleará la columna de valores de uso directo de gases de escape
- Si la temperatura es inferior a 250 °C se empleará la columna de valores de vapor/agua caliente

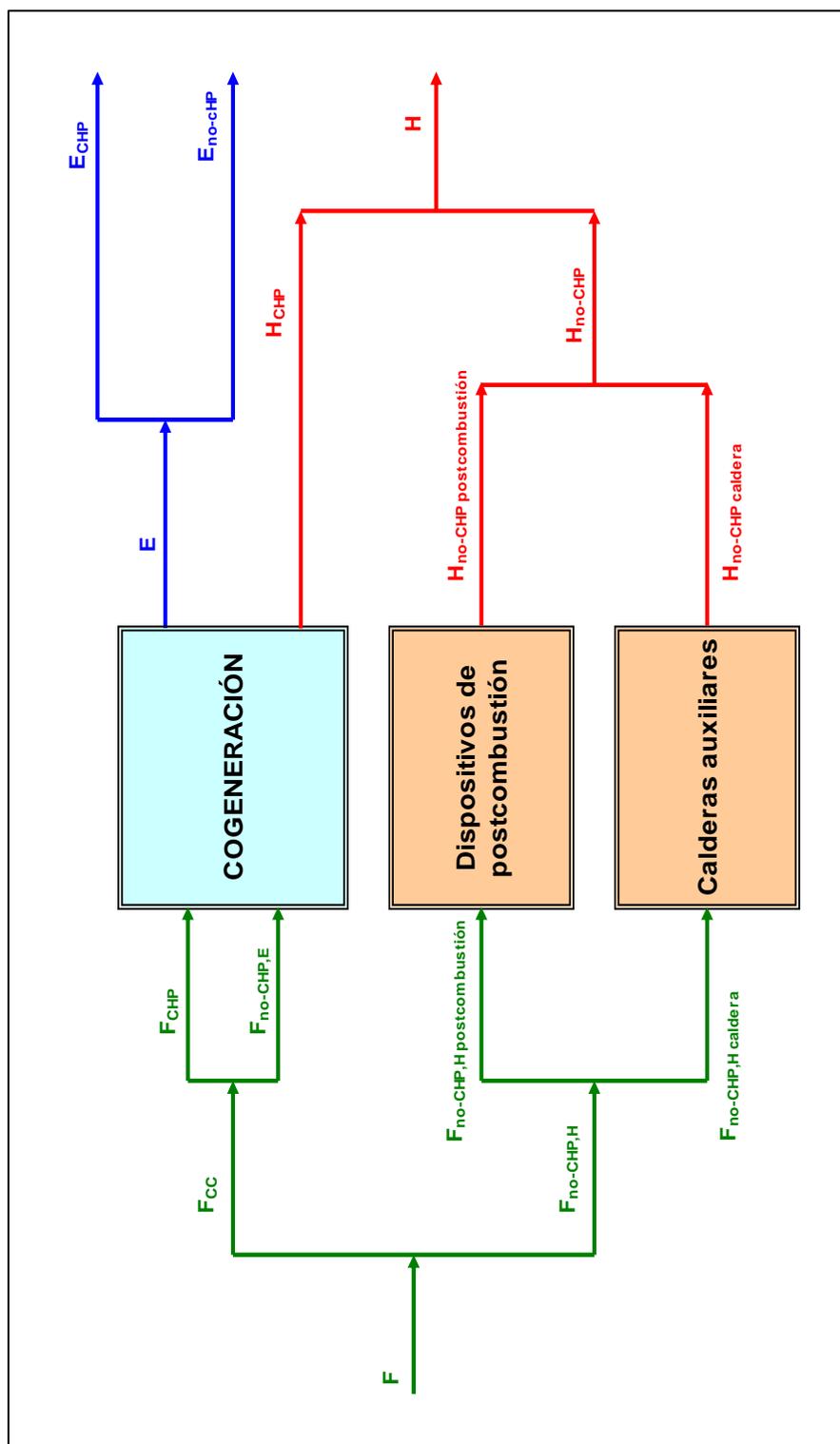
ANEXO 2. NOMENCLATURA DE PARÁMETROS EMPLEADOS Y DIAGRAMAS DE FLUJO

En la siguiente tabla se indican los parámetros que se emplean en la presente Guía:

Parámetros	Cálculo o medición	Unidad	Definición
1. Valores de combustibles, calores y energía eléctrica			
F	Parámetro medido en planta	MWh _t	Combustible total consumido en una planta de cogeneración. Incluye post-combustión y equipos auxiliares de producción de calor (calderas convencionales, etc)
F _{CC}	$F - F_{no-CHP,H}$	MWh _t	Combustible consumido por la cogeneración
F _{CHP}	$F_{CC} - F_{no-CHP,E}$	MWh _t	Combustible asociado a la producción de electricidad de cogeneración y calor útil
F _{no-CHP,E}	E_{no-CHP} / η_E	MWh _t	Combustible asociado a la producción de energía que no es de cogeneración (E _{no-CHP})
F _{no-CHP,H}	Parámetro(s) medido(s) en planta	MWh _t	Combustible consumido por equipos de producción de calor no asociados aguas abajo a procesos de cogeneración
F _{no-CHP,H post-combustión}	Parámetro(s) medido(s) en planta	MWh _t	Combustible consumido por un equipo de post-combustión no asociado aguas abajo a procesos de cogeneración
F _{no-CHP,H caldera}	Parámetro(s) medido(s) en planta	MWh _t	Combustible consumido por calderas convencionales para la producción (única) de calor a proceso
E	Parámetro medido en planta	MWh _e	Energía eléctrica generada por una planta de cogeneración
E _{CHP}	Si $\eta \geq \eta_0$ E Si $\eta < \eta_0$ H _{CHP} · C	MWh _e	Electricidad de cogeneración
E _{no-CHP}	$E - E_{CHP}$	MWh _e	Energía eléctrica no de cogeneración
E _C	$E + B \cdot H_{CHP}$	MWh _e	Energía eléctrica producida en el modo de condensación total
E _{CT}	Parámetro medido en planta	MWh _e	Energía eléctrica producida en periodos de operación en cogeneración total
H	Parámetro medido en planta	MWh _t	Calor total producido
H _{CHP}	$H - H_{no-CHP}$	MWh _t	Calor útil producido por cogeneración
H _{no-CHP}	$F_{no-CHP,H} \cdot Ref H_{\eta}$	MWh _t	Calor producido por procesos no cogenerativos
H _{no-CHP postcombustión}	$F_{no-CHP,H postcombustión} \cdot Ref H_{\eta}$	MWh _t	Calor producido por dispositivos de postcombustión
H _{no-CHP caldera}	$F_{no-CHP,H caldera} \cdot Ref H_{\eta}$	MWh _t	Calor producido por calderas convencionales
H _{CT}	Parámetro medido en planta	MWh _t	Calor producido en periodos de operación en cogeneración total
2. Rendimientos			
η	$(E + H_{CHP}) / F_{CC}$	%	Rendimiento global de la cogeneración
η_E	E / F_{CC}	%	Rendimiento de generación eléctrico y/o mecánico de la cogeneración
η_H	H_{CHP} / F_{CC}	%	Rendimiento térmico de la cogeneración
CHP η_e	E_{CHP} / F_{CHP}	%	Rendimiento eléctrico asociado a la electricidad de cogeneración
CHP η_h	H_{CHP} / F_{CHP}	%	Rendimiento térmico asociado al calor útil
$\eta_{Eno-CHP}$	E_C / F_{CC}	%	Eficiencia eléctrica de la planta cuando la demanda de calor a proceso es nula
Ref H_{η}	-	%	Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor. Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006
Ref E_{η}	-	%	Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad. Decisión de la Comisión de 21 de diciembre de 2006
η_0	-	%	Rendimiento global umbral establecido por el Anexo II de la Directiva 2004/8/CE
REE	$\frac{E}{F_{CC} + F_{no-CHP postcombustión} - \frac{H_{CHP} + H_{no-CHP postcombustión}}{Ref H_{\eta}}}$	%	Rendimiento eléctrico equivalente
REE _{mínimo}	-	%	Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido por el RD 661/2007

3. Otros índices de eficiencia			
AEP	-	MWh _t	Ahorro de energía primaria en valor absoluto
PES	$\left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_{\eta}} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_{\eta}}} \right] \cdot 100$	%	Ahorro porcentual de energía primaria
4. Otros parámetros			
C	E_{CT}/H_{CT}	-	Relación E_{CHP}/H_{CHP} en modo de cogeneración total
C_e	-	kJ/kg °C	Calor específico medio de un fluido
C_p	-	kJ/kg °C	Calor específico de un gas
C_{pm}	$0,9552 + 92,1 \cdot 10^{-6} \cdot T$	kJ/kg °C	Calor específico del gas
h_i	-	kJ/kg	Entalpía de un fluido
T	Parámetro medido en planta	°C	Temperatura
B	$-\Delta E/\Delta H$	-	Coefficiente de pérdidas
\dot{m}	Parámetro medido en planta	kg/s	Flujo másico

En la página siguiente se incluye un diagrama de bloques en el cual se reflejan los flujos de combustible, energía eléctrica y calor en una configuración de cogeneración con dispositivos de postcombustión y calderas auxiliares de producción de energía térmica. En este diagrama se puede observar el significado gráfico de cada una de las corrientes indicadas.



ANEXO 3. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DEL FACTOR DE PÉRDIDAS

Si la unidad de cogeneración cuenta en sus equipos con un sistema de condensación de vapor, tal como una turbina de condensación con o sin extracción, como suele ocurrir en las plantas de ciclo combinado y cuyo objeto primordial es la regulación del sistema, al poder absorber las excedencias de vapor, si estas se producen, ha de tenerse en cuenta que las variaciones de calor útil en forma de vapor vienen acompañadas por variaciones proporcionales de energía eléctrica correspondientes. La relación que expresa este hecho se denomina factor β y se podría expresar del siguiente modo:

$$\beta = -\frac{\Delta E}{\Delta H}$$

Este parámetro también puede expresarse en función de un rendimiento termodinámico del vapor desde la presión de extracción hasta la de condensación (η_i) y el factor de pérdidas con rendimiento termodinámico unidad (β_0) mediante la expresión:

$$\beta = \beta_0 \cdot \eta_i$$

Los valores de β_0 y η_i pueden calcularse del siguiente modo:

a. Factor de pérdidas con rendimiento termodinámico unidad (β_0)

Mediante lecturas en las tablas de vapor para distintas presiones de extracción correspondientes a zonas habituales de funcionamiento de las turbinas se han obtenido correlaciones aproximadas con coeficientes de regresión del orden de 0,9. De esta forma β_0 puede calcularse del siguiente modo:

$$\beta_0 = \log_{10}(A \cdot p^n)$$

donde:

p presión de extracción del vapor expresada en bar

A y n valores obtenidos de la siguiente tabla de acuerdo a la presión de condensación:

Presión de condensación (bar)	A	n
0.2	1.2	0.152
0.1	1.33	0.123
0.05	1.44	0.115

b. Rendimiento termodinámico η_i

En este caso es aplicable una correlación deducida a partir de datos de la bibliografía en función de la potencia de las turbinas de vapor. De este modo:

$$\eta_i = 0,561 + 0,156 \cdot \log_{10} P$$

donde P es la potencia de la turbina de vapor a condensación expresada en MWe.

ANEXO 4. FICHA TÉCNICA RESUMEN DE DATOS PARA EL CÁLCULO DEL RENDIMIENTO ELÉCTRICO EQUIVALENTE

La ficha técnica resumen de datos para el cálculo del rendimiento eléctrico equivalente es la siguiente:

Ficha técnica resumen de datos para el cálculo del REE

1. Datos generales					
Titular de la cogeneración ¹					
Nombre de la cogeneración ²					
Provincia ³			Municipio ⁴		
Número de Registro administrativo régimen especial ⁵					
2. Datos tecnológicos					
Tecnología y tipo de ciclo ⁶					
Potencia eléctrica total ⁷ (kWe)					
Combustible(s) utilizado(s) en la cogeneración ⁸					
Medio(s) transmisor(es) del calor al proceso ⁹					
Descripción del proceso al cual la cogeneración aporta calor ¹⁰					
¿Dispone la planta de dispositivos de postcombustión? ¹¹					
¿Dispone la planta energética de dispositivos de suministro de calor diferentes a la cogeneración y postcombustión? En caso afirmativo indíquelos ¹²					
3. Mediciones					
Periodo de medición ¹³					
Combustibles consumidos ¹⁴					
Por la cogeneración (MWh _{PCI})					
Por dispositivos de postcombustión (MWh _{PCI})					
Por otros equipos que aportan calor al proceso (MWh _{PCI})					
Energía eléctrica generada ¹⁵ (MWh _e)					
Energía mecánica generada valorada como eléctrica ¹⁶ (MWh)					
Condiciones de entrega del calor a proceso ¹⁷					
Vapor de agua ¹⁸	Línea de aporte:				
	Subperiodo	Vapor entregado		Retorno de condensados	
		Cantidad (t)	Entalpía (kJ/kg)	Cantidad (t)	Entalpía (kJ/kg)
	1 2 TOTAL				
Fluido térmico ¹⁹	Línea de aporte: Agua caliente a calefacción				
	Subperiodo	Fluido entregado		Fluido de retorno	
		Cantidad (t)	Temperatura (°C)	Cantidad (t)	Temperatura (°C)
	1 2 TOTAL				
Gas caliente ²⁰	Línea de aporte: (no existe)				
	Subperiodo	Gas entrada equipo de secado		Gas salida equipo de secado	
		Cantidad (t)	Entalpía (kJ/kg)	Entalpía (kJ/kg)	
	1 2 TOTAL				
4. Cálculo del calor útil					
Subperiodo	Calor total entregado a proceso ²¹ (MWh _t)	Calor aportado por dispositivos de postcombustión ²² (MWh _t)	Calor aportado por otros equipos ²² (MWh _t)	Calor entregado a usos no económicamente justificables ²⁴ (MWh _t)	Calor útil procedente de cogeneración ²⁵ (MWh _t)
Subperiodo 1					
Subperiodo 2					
TOTAL					
	Método de cálculo ²³				
5. Rendimiento eléctrico equivalente (REE)					
Calor útil cogeneración y postcombustión (MWh _t)				Valor REE ²⁷ (%)	
Combustible cogeneración y postcombustión (MWh _{PCI})					
Energía eléctrica y mecánica generada (MWh _e)					
Rendimiento térmico referencia para cálculo REE ²⁶ (%)					

En la página de Internet de IDAE (www.idae.es) se encontrará disponible la ficha técnica resumen en formato electrónico para su cumplimentación.

En el caso 5 de la colección de ejemplos de esta Guía se incluye la ficha técnica resumen que aplica a dicho ejemplo.

Las indicaciones e instrucciones para cumplimentar las casillas de la ficha técnica son las siguientes:

Indicación	Instrucciones
1	Nombre de la entidad jurídica que posee en propiedad la cogeneración.
2	Nombre con el cual se hace referencia a la cogeneración.
3	Provincia donde físicamente se halla situada la cogeneración, con independencia de la ubicación del domicilio social de la entidad jurídica propietaria.
4	Municipio donde físicamente se halla situada la cogeneración, con independencia de la ubicación del domicilio social de la entidad jurídica propietaria.
5	Número del Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial de la cogeneración, tal y como se indica en el artículo 9 del RD 661/2007.
6	Configuración de la cogeneración a efectos de tecnología de transformación energética y tipo de ciclo termodinámico. Las configuraciones más comunes son las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Turbina de gas en ciclo simple • Turbina de vapor de contrapresión • Turbina de vapor de contrapresión y condensación • Turbina de gas y turbina de vapor de contrapresión en ciclo combinado • Turbina de gas y turbina de vapor de contrapresión y/o condensación en ciclo combinado • Motor de combustión interna en ciclo simple • Pila de combustible • Otra (en este caso indicarla)
7	Potencia eléctrica bruta total de la cogeneración en kWe.
8	Indicar una relación de los tipos de combustibles que se emplean en los equipos de generación de energía incluyendo cogeneración, postcombustión y otros dispositivos
9	Indicar una relación de las materias termoportadoras de calor al proceso que se verifican en la planta. Son posibles las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Vapor de agua • Agua líquida • Aceite térmico u otro fluido distinto de agua • Gas caliente En caso de presencia de máquinas de producción de frío por absorción se indicará la materia que transmite el calor a dichas máquinas.
10	Se indicará muy brevemente la utilidad que posee el calor en el proceso que lo utiliza.
11	Indicar SI ó NO.
12	Indicar los dispositivos productores de calor que existen en la planta diferentes a la propia cogeneración y dispositivos de postcombustión. Suelen ser calderas convencionales, precalentadores, quemadores auxiliares, etc.
13	Periodo en el cual se han realizado las mediciones indicadas. Indicar el día de inicio y el día de conclusión de dicho periodo.
14	Combustibles consumidos por la cogeneración, dispositivos de postcombustión y otros equipos que aportan calor al proceso, de forma desagregada para cada uno de ellos. Estos valores se indicarán en MWh _{PCI} y deben proceder de medidores instalados, no aceptándose estimaciones.
15	Energía eléctrica bruta producida por la cogeneración en bornes de alternador.
16	Energía mecánica producida por la cogeneración valorada como eléctrica. A efectos del cálculo del REE se valorará como la energía eléctrica que se puede producir a partir de ella, para lo cual a la energía mecánica generada se le aplicará un rendimiento del 98%.

17	En este apartado se indicarán ciertas características técnicas del calor que se entrega a proceso procedente de la planta de producción energética, incluyendo tanto cogeneración como dispositivos no cogenerativos (postcombustión, calderas auxiliares, etc). Existen tres bloques, uno para cada tipo de medio transmisor de calor (vapor de agua, fluido térmico y gas caliente), que se completarán de acuerdo a la existencia de dicho medio. Si existen distintas líneas de transmisor de calor para un único medio (caso por ejemplo de suministro a proceso de vapor a alta presión y vapor a baja presión), se incluirá un bloque de ese medio para cada línea existente.
18	Bloque para vapor de agua como medio transmisor. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del vapor pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de cantidad de vapor transferida/retornada a/de proceso (en toneladas), y de entalpía absoluta de dicho vapor (en kJ/kg). Este bloque se utilizará en el caso de refrigeración mediante máquinas de absorción a temperatura inferior a 0°C, introduciendo los valores del vapor de alimentación a dichas máquinas.
19	Bloque para fluido térmico como medio transmisor, donde se incluyen los casos de agua líquida, aceite térmico ó agua de refrigeración. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del fluido térmico pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de cantidad de fluido térmico transferido/retornado a/de proceso (en toneladas), y de temperatura de dicho fluido (en °C). Este bloque se utilizará en el caso de refrigeración mediante máquinas de absorción a temperatura superior a 0°C, introduciendo los valores del líquido enfriado.
20	Bloque para gas caliente como medio transmisor. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del gas pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de la cantidad de gas transferido al equipo de secado (en toneladas), y de entalpía absoluta de dicho gas a la entrada y salida del equipo de secado (en kJ/kg).
21	Calor total entregado al proceso, calculado conforme a lo descrito en la Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil. Se detallará para cada subperiodo considerado (introducir más líneas de subperiodos en caso necesario).
22	Valor del calor aportado por el equipo a considerar en todo el periodo de estudio.
23	Método por el cual se ha determinado el calor que produce el equipo a considerar. Se acepta tanto la medida directa del calor procedente de sensores instalados en el equipo en las corrientes de dicho calor como el cálculo a partir del combustible consumido por el equipo, por lo que se indicará la opción que corresponda de las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Medición a partir de instrumentación dedicada • Valoración del calor a partir del combustible utilizado (ver Guía para Determinación del Calor Útil)
24	Calor entregado a proceso, pero empleados en usos no económicamente justificable de acuerdo al RD 661/2007. Este calor no es considerado como calor útil.
25	Calor útil, calculado a partir del calor total entregado a proceso trayéndole el producido por dispositivos diferentes a la cogeneración y por el que se emplea en usos no económicamente justificables.
26	Rendimiento térmico de referencia a efectos del cálculo del REE, obtenido según lo indicado en la Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil
27	Valor del REE calculado según lo indicado en la Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil.

ANEXO 5. FICHA TÉCNICA RESUMEN DE DATOS PARA EL CÁLCULO DE LA ELECTRICIDAD DE COGENERACIÓN Y DEL AHORRO PORCENTUAL DE ENERGÍA PRIMARIA

La ficha técnica resumen de datos para el cálculo de la electricidad de cogeneración y del ahorro porcentual de energía primaria es la siguiente:

Ficha técnica resumen de datos para el cálculo de la electricidad de cogeneración y el ahorro porcentual de energía primaria

1. Datos generales						
Titular de la cogeneración ¹						
Nombre de la cogeneración ²						
Provincia ³			Municipio ⁴			
Número de Registro administrativo régimen especial ⁵						
2. Datos tecnológicos						
Tecnología y tipo de ciclo ⁶						
Potencia eléctrica total ⁷ (kWe)						
Combustible(s) utilizado(s) en la cogeneración ⁸						
Medio(s) transmisor(es) del calor al proceso ⁹						
Descripción del proceso al cual la cogeneración aporta calor ¹⁰						
¿Dispone la planta de dispositivos de postcombustión? ¹¹						
¿Dispone la planta energética de dispositivos de suministro de calor diferentes a la cogeneración y postcombustión? En caso afirmativo indíquelos. ¹²						
3. Mediciones						
Periodo de medición ¹³						
Combustibles consumidos¹⁴						
Por la cogeneración (MWh _{PCI})						
Por dispositivos de postcombustión (MWh _{PCI})						
Por otros equipos que aportan calor al proceso (MWh _{PCI})						
Energía eléctrica generada ¹⁵ (MWh _e)						
Energía mecánica generada valorada como eléctrica ¹⁶ (MWh)						
Condiciones de entrega del calor a proceso¹⁷						
Línea de aporte: ¹⁸						
Vapor de agua ¹⁸	Subperiodo		Vapor entregado		Retorno de condensados	
	1	Cantidad (t)	Entalpía (kJ/kg)		Cantidad (t)	Entalpía (kJ/kg)
	2					
	TOTAL					
Línea de aporte: ¹⁹						
Fluido térmico ¹⁹	Subperiodo		Fluido entregado		Fluido de retorno	
	1	Cantidad (t)	Temperatura (°C)		Cantidad (t)	Temperatura (°C)
	2					
	TOTAL					
Línea de aporte: ²⁰						
Gas caliente ²⁰	Subperiodo		Gas entrada equipo de secado		Gas salida equipo de secado	
	1					
	2					
	TOTAL					

4. Cálculo del calor útil					
Subperíodo	Calor total entregado a proceso ²¹ (MWh _t)	Calor aportado por dispositivos de postcombustión ²² (MWh _t)	Calor aportado por otros equipos ²² (MWh _t)	Calor entregado a usos no económicamente justificables ²⁴ (MWh _t)	Calor útil procedente de cogeneración ²⁵ (MWh _t)
Subperíodo 1					
Subperíodo 2					
TOTAL					
	Método de cálculo ²³				

5. Cálculo de la electricidad de cogeneración (E _{CHP})	
Rendimiento global	
Calor útil cogeneración H _{CHP} (MWh _t)	
Combustible cogeneración F _{CC} (MWh _{PCI})	
Energía eléctrica y mecánica generada E (MWhe)	
Rendimiento umbral η _o ²⁷ (%)	
	Rendimiento global ²⁶ η (%)
Factor C²⁸	
Método de cálculo ²⁹	Energía/potencia eléctrica en cogeneración total ³⁰ (E _{CT})
	Calor/potencia térmica en cogeneración total ³¹ (H _{CT})
	Valor factor C ³²
Fecha de la prueba puntual en modo cogeneración total ³³	
Electricidad de cogeneración E _{CHP} ³⁴ (MWhe)	

6. Cálculo ahorro porcentual de energía primaria (PES)	
Combustible asociado al calor útil y electricidad de cogeneración	
Energía eléctrica no de cogeneración E _{no-CHP} ³⁵ (MWhe)	
Rendimiento eléctrico ³⁶ (%)	
Factor de pérdidas β ³⁷	
	Valor F _{CHP} ³⁸ (MWh _{PCI})
Rendimientos	
Rendimiento eléctrico asociado a la electricidad de cogeneración ³⁹ (%)	
Rendimiento térmico asociado al calor útil ⁴⁰ (%)	
Rendimiento eléctrico de referencia ⁴¹ (%)	
Rendimiento térmico de referencia para cálculo de PES ⁴² (%)	
Ahorro de energía primaria ⁴³ (PES)	

En la página de Internet de IDAE (www.idae.es) se encontrará disponible la ficha técnica resumen en formato electrónico para su cumplimentación.

En el caso 5 de la colección de ejemplos de esta Guía se incluye la ficha técnica resumen que aplica a dicho ejemplo.

Las indicaciones e instrucciones para cumplimentar las casillas de la ficha técnica son las siguientes:

Indicación	Instrucciones
1	Nombre de la entidad jurídica que posee en propiedad la cogeneración.
2	Nombre con el cual se hace referencia a la cogeneración.
3	Provincia donde físicamente se halla situada la cogeneración, con independencia de la ubicación del domicilio social de la entidad jurídica propietaria.
4	Municipio donde físicamente se halla situada la cogeneración, con independencia de la ubicación del domicilio social de la entidad jurídica propietaria.
5	Número del Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial de la cogeneración, tal y como se indica en el artículo 9 del RD 661/2007.

6	<p>Configuración de la cogeneración a efectos de tecnología de transformación energética y tipo de ciclo termodinámico. Las configuraciones más comunes son las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Turbina de gas en ciclo simple • Turbina de vapor de contrapresión • Turbina de vapor de contrapresión y condensación • Turbina de gas y turbina de vapor de contrapresión en ciclo combinado • Turbina de gas y turbina de vapor de contrapresión y/o condensación en ciclo combinado • Motor de combustión interna en ciclo simple • Pila de combustible • Otra (en este caso indicarla)
7	Potencia eléctrica bruta total de la cogeneración en kWe.
8	Indicar una relación de los tipos de combustibles que se emplean en los equipos de generación de energía incluyendo cogeneración, postcombustión y otros dispositivos
9	<p>Indicar una relación de las materias termoportadoras de calor al proceso que se verifican en la planta. Son posibles las siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vapor de agua • Agua líquida • Aceite térmico u otro fluido distinto de agua • Gas caliente <p>En caso de presencia de máquinas de producción de frío por absorción se indicará la materia que transmite el calor a dichas máquinas.</p>
10	Se indicará muy brevemente la utilidad que posee el calor en el proceso que lo utiliza.
11	Indicar SI ó NO.
12	Indicar los dispositivos productores de calor que existen en la planta diferentes a la propia cogeneración y dispositivos de postcombustión. Suelen ser calderas convencionales, precalentadores, quemadores auxiliares, etc.
13	Periodo en el cual se han realizado las mediciones indicadas. Indicar el día de inicio y el día de conclusión de dicho periodo.
14	Combustibles consumidos por la cogeneración, dispositivos de postcombustión y otros equipos que aportan calor al proceso, de forma desagregada para cada uno de ellos. Estos valores se indicarán en MWh _{PCI} y deben proceder de medidores instalados, no aceptándose estimaciones.
15	Energía eléctrica bruta producida por la cogeneración en bornes de alternador.
16	Energía mecánica producida por la cogeneración valorada como eléctrica. A efectos del cálculo del REE se valorará como la energía eléctrica que se puede producir a partir de ella, para lo cual a la energía mecánica generada se le aplicará un rendimiento del 98%.
17	En este apartado se indicarán ciertas características técnicas del calor que se entrega a proceso procedente de la planta de producción energética, incluyendo tanto cogeneración como dispositivos no cogenerativos (postcombustión, calderas auxiliares, etc). Existen tres bloques, uno para cada tipo de medio transmisor de calor (vapor de agua, fluido térmico y gas caliente), que se completarán de acuerdo a la existencia de dicho medio. Si existen distintas líneas de transmisor de calor para un único medio (caso por ejemplo de suministro a proceso de vapor a alta presión y vapor a baja presión), se incluirá un bloque de ese medio para cada línea existente.
18	Bloque para vapor de agua como medio transmisor. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del vapor pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de cantidad de vapor transferida/retornada a/de proceso (en toneladas), y de entalpía absoluta de dicho vapor (en kJ/kg). Este bloque se utilizará en el caso de refrigeración mediante máquinas de absorción a temperatura inferior a 0 °C, introduciendo los valores del vapor de alimentación a dichas máquinas.
19	Bloque para fluido térmico como medio transmisor, donde se incluyen los casos de agua líquida, aceite térmico ó agua de refrigeración. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del fluido térmico pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de cantidad de fluido térmico transferido/retornado a/de proceso (en toneladas), y de temperatura de dicho fluido (en °C). Este bloque se utilizará en el caso de refrigeración mediante máquinas de absorción a temperatura superior a 0 °C, introduciendo los valores del líquido enfriado.

20	Bloque para gas caliente como medio transmisor. El bloque permite la introducción de información para diversos subperiodos del periodo considerado, donde las características técnicas del gas pueden ser diferentes. Si existen más de dos subperiodos serán introducidos en el formulario. Se introducirán datos de la cantidad de gas transferido al equipo de secado (en toneladas), y de entalpía absoluta de dicho gas a la entrada y salida del equipo de secado (en kJ/kg).
21	Calor total entregado al proceso, calculado conforme a lo descrito en la Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil. Se detallará para cada subperiodo considerado (introducir más líneas de subperiodos en caso necesario).
22	Valor del calor aportado por el equipo a considerar en todo el periodo de estudio.
23	Método por el cual se ha determinado el calor que produce el equipo a considerar. Se acepta tanto la medida directa del calor procedente de sensores instalados en el equipo en las corrientes de dicho calor como el cálculo a partir del combustible consumido por el equipo, por lo que se indicará la opción que corresponda de las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Medición a partir de instrumentación dedicada • Valoración del calor a partir del combustible utilizado (ver Guía para Determinación del Calor Útil)
24	Calor entregado a proceso, pero empleados en usos no económicamente justificable de acuerdo al RD 661/2007. Este calor no es considerado como calor útil.
25	Calor útil, calculado a partir del calor total entregado a proceso detrayéndole el producido por dispositivos diferentes a la cogeneración y por el que se emplea en usos no económicamente justificables.
26	Rendimiento global, calculado según lo indicado en la Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil.
27	Rendimiento umbral, según lo indicado en el Anexo II de la Directiva 2004/8/CE.
28	El cálculo del factor C únicamente será necesario calcularlo en caso de que el rendimiento global sea inferior al rendimiento.
29	Método de cálculo para la obtención del parámetro C. Se indicará la opción que corresponda de las siguientes: <ul style="list-style-type: none"> • Mediante valores medidos de energía en periodos de trabajo en cogeneración total • Mediante valores medidos de potencia en una prueba puntual en cogeneración total • Mediante valores de diseño en modo cogeneración total • Mediante valores por defecto
30	Se indicará lo siguiente dependiendo del método de cálculo de obtención de parámetro C: <ul style="list-style-type: none"> • Mediante valores medidos de energía en un periodo: valor de energía eléctrica en modo cogeneración total • Mediante valores medidos de potencia en prueba puntual: potencia eléctrica en modo cogeneración total • Mediante valores de diseño: potencia eléctrica en modo cogeneración total • Mediante valores por defecto: no se indicará valor alguno
31	Se indicará lo siguiente dependiendo del método de cálculo de obtención de parámetro C: <ul style="list-style-type: none"> • Mediante valores medidos de energía en un periodo: valor de energía térmica en modo cogeneración total • Mediante valores medidos de potencia en prueba puntual: potencia térmica en modo cogeneración total • Mediante valores de diseño: potencia térmica en modo cogeneración total • Mediante valores por defecto: no se indicará valor alguno
32	Factor C calculado como división entre la energía/potencia eléctrica en cogeneración total y la energía/potencia térmica en cogeneración total.
33	Se cumplimentará esta casilla en el caso de que el valor del factor C sea obtenido mediante una prueba puntual, indicando el día de dicha prueba.
34	Valor de la electricidad de cogeneración, calculado según lo indicado en la Guía Técnica
35	Energía eléctrica de no-cogeneración, obtenida como la energía eléctrica generada total detrayéndole la de la electricidad de cogeneración.
36	Rendimiento eléctrico, obtenido como división entre la energía eléctrica generada y el combustible consumido por la cogeneración.
37	Factor de pérdidas, obtenido según lo indicado en la Guía Técnica.
38	Combustible asociado a la electricidad de cogeneración y el calor útil, obtenido según lo indicado en la Guía Técnica.

39	Rendimiento eléctrico asociado a la electricidad de cogeneración, calculado según lo indicado en la Guía Técnica.
40	Rendimiento térmico asociado al calor útil, calculado según lo indicado en la Guía Técnica.
41	Rendimiento eléctrico de referencia, corregido según las condiciones de temperatura y conexión a red eléctrica según lo indicado en la Guía Técnica.
42	Rendimiento térmico de referencia para el cálculo del PES, obtenido según lo indicado en la Guía Técnica.
43	Valor del ahorro porcentual de energía primaria, calculado según lo indicado en la Guía Técnica.