

Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

---

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio  
«BOE» núm. 145, de 15 de junio de 2010  
Referencia: BOE-A-2010-9417

---

### TEXTO CONSOLIDADO

#### Última modificación: 1 de agosto de 2015

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, adapta los principios de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, a las peculiaridades de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad, para que se realice con el menor coste posible.

En su artículo 6.5, el citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, dispone que mediante orden ministerial se establecerá el método de cálculo de coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con lo anterior, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, aprueba el método de cálculo de coste para cada uno de estos combustibles en los SEIE, sin incluir entre ellos, sin embargo, el gas natural, dado que este último no estaba disponible en la fecha de publicación de dicha orden en ninguno de los SEIE.

No obstante, la puesta en marcha del gasoducto submarino península-Baleares va a permitir a determinados grupos de generación de estas islas utilizar gas natural, por lo que se hace necesario regular el método de cálculo de su precio.

Con este fin, y con fundamento en lo dispuesto por el artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, en cuya virtud, en caso de que se utilizaran nuevos combustibles distintos de los contemplados por la propia orden, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades afectadas, aprobará el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible, la presente orden establece un procedimiento de cálculo del precio de combustible gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear.

El procedimiento para el cálculo del precio del combustible gas natural, se establece en función del coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, publicado por la Comisión Nacional de Energía en el «Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas» considerando las mermas de regasificación y transporte, y el coste medio de los peajes de acceso, incluyendo el coste de almacenamiento subterráneo. Respecto al término de conducción del peaje de transporte y distribución, se reconoce la cantidad efectivamente abonada en dicho mes por el comercializador que

suministre el gas a la instalación en concepto de término de conducción (fijo y variable) del peaje de transporte y distribución.

Asimismo, para poder utilizar gas natural como combustible, es necesario realizar ciertos trabajos técnicos de reconversión de los grupos de generación, durante los cuales éstos deberán estar parados.

Teniendo en cuenta la reducción del coste de combustible que esto supone para el sistema eléctrico, y que esta indisponibilidad es causada por motivos ajenos a los titulares de los grupos, se considera adecuado que durante este tiempo sigan siendo retribuidos por el concepto de garantía de potencia.

Por otra parte, como consecuencia de las exigencias impuestas en las autorizaciones ambientales integradas emitidas por las autoridades competentes en la materia, determinadas instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en concreto, de Canarias, que hasta la fecha venían consumiendo Fuel Oil BIA 1% (porcentaje de azufre del 1%), han de pasar a consumir en un breve plazo de tiempo Fuel Oil BIA con un contenido en azufre del 0,73%, combustible actualmente no recogido en la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo. En esta situación se encuentran grupos de las centrales de Gran Canaria (Jinámar), Tenerife (Candelaria), Lanzarote (Punta Grande) y Fuerteventura (Salinas).

Es necesario por tanto incluir este nuevo combustible, más caro por la mayor calidad (menor contenido de azufre), en el sistema de liquidaciones. Actualmente no existe una referencia específica en el mercado CIF. No obstante, sí existen cotizaciones FOB en el mercado europeo cuya diferencia refleja el diferencial derivado de la mayor calidad del combustible (son las cotizaciones FOB NWE del Fuel Oil 1% y del Fuel Oil 0,5/0,7%).

El diferencial entre ambas cotizaciones sería la prima a añadir a la cotización internacional High CIF MED actualmente existente para el Fuel Oil BIA 1%. Los costes de logística serían los mismos que los del Fuel Oil BIA 1%.

El artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece para las empresas propietarias de los grupos de generación la obligación de realizar pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros aplicables a los costes variables. Estas pruebas responderán a un procedimiento único, por tipo de tecnología, el cual será aprobado próximamente por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Teniendo en cuenta que la realización de las pruebas implica una elevada disposición de medios materiales y humanos, así como separar temporalmente los grupos de generación de la operación del sistema, lo que en algunos de estos sistemas aislados es un asunto sensible desde el punto de vista de la seguridad del suministro; se considera más adecuado no realizar las pruebas a todas las instalaciones, sino únicamente a una muestra representativa de los grupos, previa autorización de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Se establece, a su vez, que la información relativa a los parámetros a", b" y d – correspondientes a los costes de arranque y a los costes de operación y mantenimiento–, que no se obtiene de las pruebas técnicas de rendimiento de los grupos dado su carácter puramente económico, sea remitida directamente a la Dirección General de Política Energética y Minas para su aprobación.

Para mayor claridad en la redacción de los anteriores aspectos, se deroga el artículo 6.2 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, y se añade un nuevo artículo 6 bis, que comprende cuatro apartados, y en el que se puntualizan además algunos aspectos del proceso de realización de las pruebas de rendimiento. En él se establece asimismo la disponibilidad de las instalaciones a efectos de su retribución por garantía de potencia durante el tiempo en que se realicen las pruebas de rendimiento, considerando que ésta es una obligación ajena a los titulares de los grupos y que no va a afectarles a todos por igual.

Teniendo en cuenta que el procedimiento para realizar las pruebas de rendimiento no ha sido aprobado hasta la fecha, se introduce un nuevo plazo de dos años para realizar las mismas en las instalaciones existentes.

Los apartados 3.3 y 3.4 del artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establecen las referencias para la fijación del precio del Fuel 1250", Redwood, del Fuel Oil n.º 1 y del Diesel Oil consumidos en los SEIE, interviniendo para ello

la cotización del Gasoil 0,2 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan.

Mediante el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes, se introdujeron limitaciones, derivadas de las nuevas exigencias comunitarias, en el contenido de azufre del gasoil, lo que obligaba a que el gasoil a consumir por las instalaciones de generación de estos sistemas tenga un contenido de azufre del 0,1 por ciento.

Debido a la necesidad de utilizar Gasoil 0,1 por ciento, mediante la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008, se modificó la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, para recoger este nuevo combustible. Al mismo tiempo, no se modificaron las referencias al Gasoil 0,2 por ciento incluidas en la determinación de los precios del Fuel 1250"» Redwood, del Fuel Oil n.º 1 y del Diesel Oil, por mantenerse aún la cotización del mismo en el Platts European Marketscan.

No obstante, y dado que en Europa ha dejado de consumirse, esta referencia ha dejado de ser líquida y desde enero de 2010 el Gasoil 0,2 por ciento ha dejado de cotizarse en el Platts European Marketscan. Por tanto, es necesario modificar todas las referencias del apartado 3 del artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, que incluyeran para su determinación el Gasoil 0,2 por ciento, debiendo sustituirlas por el Gasoil 0,1 por ciento.

Por otra parte, la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece que la demanda de los SEIE paga el precio medio de la demanda peninsular, el cual incluye el coste medio de los desvíos de toda la demanda peninsular, por lo que toda la demanda en SEIE soporta coste por desvío, con independencia de que incurra en él o no.

Asimismo, la citada orden establece un coste financiero para los comercializadores que se desvíen, que supone un coste adicional al coste medio de desvíos implícito en el coste medio peninsular y tenía sentido cuando el distribuidor actuaba como agente de cierre en la liquidación sin medidas, situación que ya no es de aplicación con la entrada en vigor del comercializador de último recurso.

Para resolver esta discriminación negativa para la demanda en SEIE en comparación con la demanda peninsular, se propone modificar la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, para aplicar a la demanda en SEIE el mismo mecanismo de coste de desvíos aplicado actualmente al régimen especial en los SEIE. El mecanismo consiste en eliminar la componente de coste de desvíos del precio medio peninsular y aplicar al valor absoluto del desvío de la demanda en SEIE el coste medio de desvíos de la demanda peninsular.

La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, establece asimismo que el precio de adquisición del consumo de servicios auxiliares de las instalaciones de generación en los SEIE es el precio medio de la demanda peninsular, excluidos los pagos por capacidad, pero incluyendo los costes por los servicios de ajustes del sistema y el coste de la banda de secundaria. Las adquisiciones de servicios auxiliares en la península no soportan estos costes, por lo que se elimina esta discriminación modificando la citada orden para que el precio del consumo de servicios auxiliares del régimen ordinario y especial en los SEIE sea el precio del mercado diario.

Las modificaciones normativas relativas al traspaso de funciones del Operador del Mercado al Operador del Sistema en los SEIE asignadas por la Ley 17/2007, de 4 de julio, así como las novedades introducidas con la comercialización de último recurso y el cambio de la figura de los distribuidores, no han sido totalmente incorporadas a la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, hasta la fecha. Por este motivo se eliminan aspectos obsoletos y se actualizan las referencias a estos asuntos en la citada orden.

En este sentido, se puntualiza en el nuevo texto que la obligación de pago por capacidad y por coste de desvíos definidas en los apartados cuarto y quinto del artículo 12 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, no será de aplicación a los comercializadores de último recurso por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso, debido a que estos conceptos ya están incluidos en el precio de adquisición de la energía que les aplica, regulado en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril.

Con el objeto de mejorar la comprensión para los participantes en los SEIE del artículo 11 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, se simplifica -sin introducir cambios

en su contenido- su redacción, que aparecía con una formulación excesivamente compleja en comparación con la normativa peninsular.

Por último, se modifica el artículo 14 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, de forma que se tenga en cuenta la existencia de la producción del régimen especial, ajustándose a los cálculos que se vienen realizando para la Comisión Nacional de Energía.

Las medidas contenidas en esta orden suponen en su conjunto un ahorro en los costes de generación de los SEIE, ahorro que repercute directamente en la compensación de estos sistemas realizada a través de los Presupuestos Generales del Estado y los costes permanentes del sistema eléctrico que recogen las tarifas de acceso de los consumidores.

De acuerdo con lo prescrito en la disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, en fecha 20 de mayo de 2010, esta orden ha sido objeto de informe por la Comisión Nacional de Energía. Para la elaboración de este informe se han tenido en consideración las alegaciones formuladas en el trámite de audiencia efectuado a través del Consejo Consultivo de Electricidad.

Finalmente, la orden ha sido objeto de informe por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, en su reunión de 10 de junio de 2010.

En su virtud, dispongo:

#### **Artículo 1.** *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden el establecimiento de un procedimiento de cálculo del precio del combustible gas natural consumido por los grupos de generación en el sistema eléctrico insular balear, el establecimiento de un procedimiento de cálculo del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario y la regulación de otros aspectos del régimen de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

#### **Artículo 2.** *Establecimiento del precio del gas natural a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico balear.*

1. El valor  $prc(i,h,j)$  definido en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, correspondiente a los grupos generadores del sistema eléctrico balear cuando utilicen gas natural, se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$prc(i, h, j) = \frac{C \times PC}{V \times \rho_r \times \rho_{aire}}$$

Donde:

$prc(i,h,j)$ : Precio del gas natural utilizado por el grupo  $i$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$ , expresado en €/Tm.

$C$ : Coste mensual de combustible definido en el siguiente apartado, expresado en €.

$PC$ : Poder calorífico del gas natural consumido por el grupo, aplicado en la facturación mensual, expresado en kWh/m<sup>3</sup>.

$V$ : Volumen mensual del gas natural consumido, expresado en MWh.

$\rho_r$ : Densidad relativa del gas natural consumido por el grupo correspondiente en el periodo de facturación y proporcionada por el Gestor Técnico del Sistema.

$\rho_{aire}$ : Densidad del aire de 1,2215 kg/m<sup>3</sup>, calculada según la metodología CIPM-1981/91, tomando una temperatura ambiente de 15° C, una humedad relativa del 50% y una presión relativa de 1013,25 hPa.

A los efectos del cálculo de  $pr(i,h,j)$  definido en el artículo 6 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, el valor de  $pci(i,h,j)$  será el dato medio mensual proporcionado por el Gestor Técnico del Sistema que corresponda al punto de entrega del grupo  $i$  del sistema eléctrico aislado  $j$ .

2. El coste mensual de combustible «C», expresado en €, para cada grupo generador de las islas Baleares alimentado por gas natural, será el resultado de aplicar la siguiente fórmula:

$$C(\text{€}) = V \times [Pm \times (1 + mr + mt) + \text{ATrv}]$$

Donde:

V: Volumen mensual del gas natural consumido, expresado en MWh.

Pm: Coste medio mensual de aprovisionamiento del gas natural licuado (GNL) en el mes de consumo, expresado en €/MWh, y publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el «Informe Mensual de supervisión del mercado mayorista del gas».

mr y mt: Mermas de regasificación y transporte en vigor, respectivamente, expresadas en tanto por uno.

ATrv: Componente variable del coste de acceso a las instalaciones gasistas, excluido el término de conducción y expresado en €/MWh, que se calculará como la suma de los peajes y cánones siguientes:

a) Término variable del peaje de regasificación, expresado en €/MWh:

$$\frac{\text{«}10 \times T_{mr} \times \%GNL\text{»}}{(1 - m_r)}$$

Donde:

Tvr: Término variable del peaje de regasificación en vigor, expresado en cts/kWh.

%GNL: Porcentaje de entradas de gas natural en forma de GNL en el sistema gasista español en relación con el total, expresado en tanto por uno.

b) Peaje de descarga de buques expresado en €/MWh:

$$\left[ \frac{T_{fd}}{T_{mbuque}} + 10 \times T_{vd} \right] \times \frac{\%GNL}{(1 - m_r) \times (1 - m_t)}$$

Donde:

Tfd: Término fijo de descarga de buques, planta de Cartagena, expresado en €/buque.

Tvd: Término variable de descarga de buques, planta de Cartagena, expresado en cts/kWh.

Tmbuque: Tamaño medio de buque, expresado en MWh.

c) Canon de almacenamiento de GNL expresado en €/MWh:

$$\frac{\text{«}T_v\text{»}}{100(1 - m_t)} \times NA_{GNL}$$

Donde:

Tv: Canon de almacenamiento de GNL, expresado en cts/MWh/día.

NA<sub>GNL</sub>: Número de días medio de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación.

d) Coste de almacenamiento subterráneo, expresado en €/MWh y calculado de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$10 \times \left[ \frac{12 \times 20 \times T_{vi}}{365} + \left( \frac{8}{365} \right) \times (T_{ve} + T_{vi}) \right]$$

Donde:

Tf: Término fijo del canon de almacenamiento subterráneo, expresado cts/kWh/mes.

Tvi: Término variable de inyección del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh.

Tve: Término variable de extracción del canon de almacenamiento subterráneo, expresado en cts/kWh.

3. Los términos %GNL,  $T_{\text{mbuque}}$ , y  $NA_{\text{GNL}}$  se actualizarán anualmente de acuerdo a los datos proporcionados por el Gestor Técnico del Sistema. Los coeficientes de mermas  $m_t$  y  $m_r$  serán los aprobados en la legislación vigente.

Para el año 2010 se emplearán los valores de %GNL = 0,74,  $T_{\text{mbuque}} = 650.343$  MWh, y  $NA_{\text{GNL}} = 8,2$  días.

4. El precio del gas natural  $\text{prc}(i,h,j)$  definido en el apartado 1 será fijado semestralmente, en los meses de enero y julio por la Dirección General de Política Energética y Minas.

A efectos del cálculo de la retribución por costes variables para cada grupo generador, se aprobará el valor de  $\text{prc}(i,h,j)$  para aquellos meses de los que se dispongan datos definitivos, procediéndose a regularizar el coste de combustible por la diferencia entre los precios reales de los valores indicados en dicho mes y los inicialmente previstos para realizar el despacho.

5. Adicionalmente, en las resoluciones que fijen el precio del gas natural se aprobarán las cuantías a reconocer a cada grupo en concepto del componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

El componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, CAF se obtendrá como sigue:

$$\text{CAF} = \text{ATrf} + \text{FC}$$

a) ATRf: Componente fijo mensual del coste de acceso de terceros a las instalaciones gasistas, excluido término de conducción y expresado en €, que se calculará como la suma de los peajes y cánones siguientes:

1.º Término fijo del peaje de regasificación, expresado en €:

$$\frac{\ll T_f \gg}{100} \times \frac{Q_f \times \%GNL}{(1 - m_t)}$$

Donde:

Tfr: Término fijo del peaje de regasificación en vigor, expresado en cts/kWh/día/mes.

Qf: Caudal diario contratado por el grupo en el punto de salida. Se tomará el caudal aplicado en la facturación del término fijo del término de conducción del peaje de transporte y distribución, expresado en kWh/día.

2.º Término fijo del peaje de reserva de capacidad expresado en €/mes:

$$\frac{T_{fe}}{100} \times \frac{Q_f}{(1 - m_r)}$$

Donde:

Tfe: Término de reserva de capacidad, expresado en cts/kWh/día/mes.

FC: Facturación mensual del término de conducción del peaje de transporte y distribución, expresada en €.

6. A efectos del despacho de costes variables de generación, el valor de  $\text{prc}(i,h,j)$  a utilizar en el semestre siguiente será el que resulte del cálculo de la media de los últimos valores de  $\text{prc}(i,h,j)$  aprobados con carácter definitivo de todos los grupos pertenecientes a un mismo territorio no peninsular.

**Artículo 3.** *Establecimiento del precio del Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a efectos de la retribución de los grupos de generación del sistema eléctrico canario.*

1. El método de cálculo del precio correspondiente al combustible Fuel Oil BIA 0,7-0,73 a utilizar por los grupos generadores del sistema eléctrico canario, será el establecido en el artículo 7 de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, aplicando, para el cálculo del precio del producto y del coste de logística lo siguiente:

1.1 El precio del producto para el Fuel Oil BIA 0,7-0,73 se fijará semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, y se



calculará como media aritmética de las cotizaciones mensuales, correspondientes al semestre inmediatamente anterior, de las cotizaciones altas de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera), incrementadas por la prima de calidad calculada como diferencia entre las cotizaciones altas en el mercado FOB NWE del Fuel Oil 0,5-0,7 por ciento y del Fuel Oil 1 por ciento publicadas en el Platts European Marketscan.

1.2 El coste de logística para el Fuel Oil BIA 0,7-0,73 tomará los mismos valores en euros/Tm que los fijados para el Fuel Oil BIA 1 por ciento.

**Disposición adicional primera.** *Cierre de los saldos excedentarios de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósitos por la Comisión Nacional de Energía.*

1. Los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta por la Comisión Nacional de Energía destinada a la realización de planes de mejora de calidad de servicio con cargo a la tarifa de 2008, no comprometidos en los correspondientes Convenios de Colaboración firmados antes del 30 de junio de 2010, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2010.

2. Una vez que la Dirección General de Política Energética y Minas haya procedido a aprobar las cuantías definitivas de los programas nacionales de gestión de la demanda para 2004 convocados mediante la Orden ITC/4142/2004, de 30 de noviembre y la Comisión Nacional de la Energía haya liquidado a cada una de las empresas, los saldos de la cuenta en régimen de depósito abierta a estos efectos, correspondientes a la diferencia entre los costes compensables previstos y los costes definitivos aprobados, pasarán a incorporarse como ingresos de actividades reguladas correspondientes al año 2010.

**Disposición adicional segunda.** *Incumplimiento en relación con la obligación del Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia.*

1. En cumplimiento de lo establecido en el artículo décimo del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, los distribuidores deberán comunicar a los consumidores la obligación que tienen éstos de instalar los equipos y las posibilidades de adquisición e instalación de los mismos, de acuerdo con el Plan de Instalación de Interruptores de Control de Potencia remitido a la Administración de la comunidad autónoma correspondiente.

A estos efectos, el requerimiento se practicará mediante remisión, a la dirección que a efectos de comunicación figure en el contrato de suministro, por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, quedando la empresa distribuidora obligada a conservar en su poder la acreditación de la notificación efectuada. En el supuesto de rechazo de la notificación, se especificarán las circunstancias del intento de notificación y se tendrá por efectuado el trámite.

Transcurridos 20 días naturales desde la notificación sin respuesta del titular del contrato o su representante se procederá a realizar una segunda notificación por cualquier medio que permita tener constancia de la recepción por el interesado o su representante, debiéndose conservar la acreditación de la notificación efectuada. En ella se hará constar expresamente que si en el plazo de otros 20 días naturales a contar desde esta segunda notificación no se realizan las actuaciones necesarias para dar cumplimiento al Plan o no se recibe respuesta, se procederá a facturar desde dicha fecha según lo siguiente:

a) Consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada menor o igual a 10 kW, en estos casos se distinguirá lo siguiente:

Potencia contratada menor o igual a 5 kW: se aplicará una potencia contratada de 10 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

Potencia contratada de más de 5 kW y menos de 10 kW: se aplicará una potencia contratada de 20 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

b) Consumidores conectados en baja tensión y con potencia contratada de más de 10 kW y menos de 15 kW: se aplicará una potencia contratada de 20 kW a efectos de la facturación del peaje de acceso que le corresponda.

2. Las empresas distribuidoras pondrán a disposición de los comercializadores la relación de titulares de los contratos a los que se haya iniciado el procedimiento descrito en el apartado anterior.

Los comercializadores incluirán en su factura las cantidades que resulten de aplicar lo dispuesto anteriormente, indicando de forma expresa la cuantía resultante y el concepto al que corresponde.

A partir de la fecha en que quede instalado el ICP de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente se procederá a facturar de acuerdo con la tarifa y potencia que corresponda al suministro.

**Disposición transitoria primera.** *Adaptación de los grupos de generación del sistema eléctrico balear con motivo del cambio de combustible a gas natural.*

Los grupos de generación del sistema eléctrico balear, durante el periodo en que se encuentren realizando los trabajos de reconversión para su adaptación al cambio de combustible a gas natural, serán considerados disponibles a efectos de la retribución por garantía de potencia prevista en el artículo 3 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Que antes del 31 de agosto de 2010 el titular de los grupos remita al Operador del Sistema el plan de adaptación de los grupos, con el detalle de los plazos de realización de los trabajos, y éste dé su aceptación al respecto.

2. Que el plazo de reconversión no sea superior a dos meses para cada grupo.

3. Que todas las plantas que tengan previsto utilizar este combustible hayan terminado su reconversión antes del 31 de diciembre de 2010.

No obstante, por causas excepcionales, la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe del operador del sistema, podrá autorizar la ampliación de estos plazos hasta el 31 de octubre de 2011.

**Disposición transitoria segunda.** *Plazo para la realización de las pruebas de rendimiento para la determinación de parámetros para los grupos de generación existentes.*

Los titulares de las instalaciones en régimen ordinario existentes a la entrada en vigor de la resolución por la que se aprueben los procedimientos de pruebas de rendimiento para la determinación de los parámetros, dispondrán para la realización de las pruebas de un plazo máximo de dos años a contar desde la fecha de entrada en vigor de dicha resolución.

A estos efectos, el operador del sistema, teniendo en cuenta la propuesta de las empresas propietarias de los grupos, remitirá antes del 1 de octubre de 2010 a la Dirección General de Política Energética y Minas el listado de las instalaciones de generación existentes a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento, de acuerdo con lo previsto en el apartado 3 del artículo 6 bis de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo.

**Disposición derogatoria única.** *Derogación normativa.*

Queda derogada la disposición adicional primera de la Orden ITC/1857/2008, de 26 de junio, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2008 y, en general, cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

**Disposición final primera.** *Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.*

Se modifica la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo de 2006, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, como sigue:

Uno. Se añade un nuevo artículo 6 bis, con la siguiente redacción:



**«Artículo 6 bis. Parámetros aplicables al coste variable de generación horario.**

1. La Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará los parámetros utilizados para el cálculo de los componentes del coste variable definidos en el artículo 6: el coste variable de combustible (a, b, c), el coste de arranque (a, b y d), el coste variable de operación y mantenimiento (a y b), el coste de reserva caliente ( $cc_{rc}$ ) y el coste de banda de regulación (a).

Los parámetros serán únicos por tecnología y tamaño y se utilizarán a efectos del despacho de generación previsto en el artículo 4, así como para realizar las liquidaciones previstas en la presente orden. Se calcularán a partir de los parámetros obtenidos de las pruebas de rendimiento de cada grupo, de forma que se fomente la eficiencia de las instalaciones y se garantice la retribución suficiente de las mismas.

2. La información económica necesaria para la determinación de los parámetros a, b y d, correspondientes a los costes de operación y mantenimiento y a los costes de arranque, será remitida por la empresa propietaria de los grupos directamente a la Dirección General de Política Energética y Minas, en la forma y plazos que ésta determine.

A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá solicitar al operador del sistema la información técnica necesaria para el cálculo de los anteriores parámetros, obtenida en las pruebas de rendimiento.

Los parámetros d y a se actualizarán anualmente con el IPC previsto en la tarifa menos 100 puntos básicos.

3. Para la determinación de los parámetros técnicos aplicables a los costes variables, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas de rendimiento correspondientes. Éstas responderán a un procedimiento único, que será aprobado por la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de la Comisión Nacional de Energía y a propuesta del Operador del Sistema.

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

Durante la realización de las pruebas los grupos se considerarán disponibles a los efectos de su retribución por garantía de potencia definida en el artículo 3 de la Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo.

Para la realización de las pruebas se seguirá el siguiente proceso:

a) El operador del sistema, teniendo en cuenta la propuesta de las empresas propietarias de los grupos, remitirá antes del 1 de enero de cada año a la Dirección General de Política Energética y Minas un listado de la muestra de las instalaciones de generación a las que se propone realizar las pruebas de rendimiento durante el año, de entre aquellas puestas en servicio el año anterior. Asimismo, enviará el listado propuesto por las empresas titulares de los grupos justificando, en su caso, los cambios realizados.

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

A estos efectos, el titular de las instalaciones deberá proporcionar al operador del sistema el histórico de consumos específicos de todos los grupos de los SEIE a su carga media y, en caso de estar disponible, a plena carga, al 75% de carga y al mínimo técnico. Asimismo deberá proporcionar el histórico de composición y poder calorífico del combustible de cada grupo.

En los grupos de carbón, además de las pruebas con este combustible, también se realizarán pruebas con 100% Fuel-Oil siguiendo los procedimientos de prueba de grupos de fuel. Los grupos que pueden consumir dos tipos de combustible deberán hacer las pruebas de rendimiento con cada uno de ellos.

No obstante, en la Resolución por la que se apruebe la muestra de instalaciones a las que se van a realizar las pruebas de rendimiento, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá exceptuar a las instalaciones de realizar las pruebas de rendimiento con algún combustible o podrá establecer que las pruebas se realicen con la muestra de combustible habitual de funcionamiento.

b) El titular de las instalaciones de generación de régimen ordinario en los SEIE será el responsable de la realización de las pruebas. El operador del sistema las supervisará de manera presencial, pudiendo contar con la ayuda de un tercero convenientemente autorizado por el operador del sistema y preservando en todo caso la confidencialidad de la información. Esta supervisión corresponderá a las pruebas y ensayos, y también a las medidas, toma de muestras y calibraciones.

c) La empresa propietaria deberá informar al operador del sistema, a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía con un mes de antelación de la fecha de realización de las pruebas de cada grupo.

d) En el plazo de un mes desde la realización de las pruebas de cada grupo, la empresa propietaria enviará al operador del sistema y a la Dirección General de Política Energética y Minas el acta de las mismas. En el plazo de un mes desde la recepción de dicha acta, el operador del sistema enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la empresa propietaria de la instalación, el informe de supervisión de las pruebas.

4. La Dirección General de Política Energética y Minas revisará cada cuatro años los valores de los parámetros anteriores atendiendo a la evolución de las diferentes tecnologías.»

Dos. Se modifican los apartados 3.3 y 3.4 del artículo 7, que quedan redactados del siguiente modo:

«3.3 Para el Fuel 1250 Redwood y el Fuel Oil n.º 1 (2,7 por ciento de azufre), se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética de las cotizaciones altas de Gasoil 0,1 por ciento (14 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (86 por ciento) en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicadas en el Platts European Marketscan.

3.4. Para el Diesel Oil, se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética de las cotizaciones altas de Gasoil 0,1 por ciento (83 por ciento) y Fuel Oil 3,5 por ciento (17 por ciento) en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicadas en el Platts European Marketscan.»

Tres. Se modifica el artículo 8, que queda redactado como sigue:

**«Artículo 8. Información a utilizar para realizar las liquidaciones.**

Para realizar la liquidación económica de las energías se utilizará la siguiente información relativa a costes, precios y energías:

1. Coste de generación horario de cada grupo en régimen ordinario que participa en el despacho económico en cada sistema eléctrico aislado (cg(i,h,j)), calculado por el operador del sistema.

2. Precio final horario de generación en cada sistema extrapeninsular (PFG (h)) calculado conforme a lo establecido en el segundo apartado del artículo 9.

3. Precio medio final horario de adquisición de energía para los comercializadores y consumidores directos en el mercado de producción peninsular según lo dispuesto en el artículo 12.

4. Energías producidas y adquiridas por los agentes calculadas de acuerdo con lo establecido en el presente capítulo.»

Cuatro. Se suprime el apartado 1 del artículo 9.

Cinco. Se modifica el apartado primero del artículo 10, que queda redactado de la siguiente manera:

«10.1 Liquidaciones mensuales y sus avances diarios:

a) El operador del sistema calculará y publicará las liquidaciones mensuales y sus avances diarios, con la periodicidad, frecuencia y condiciones generales establecidas en las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

b) La liquidación mensual correspondiente al cierre definitivo de medidas se realizará utilizando los precios finales y costes de desvíos peninsulares calculados por el operador del sistema con la información de las medidas definitivas peninsulares.»

Seis. Se modifica el artículo 11, que queda redactado en los siguientes términos:

**«Artículo 11. Energías a liquidar.**

Los datos de medidas utilizados en las distintas liquidaciones serán obtenidos de acuerdo a los plazos y procedimientos establecidos en la legislación específica del sistema de medidas.

1. Régimen ordinario y régimen especial: La energía a liquidar  $e(e,h,j)$  es la medida en barras de central de la unidad de producción  $e$  en régimen ordinario o en régimen especial obtenida como suma de las medidas de sus puntos frontera, en la hora  $h$  y en el sistema eléctrico aislado  $j$ .

2. Comercializadores y consumidores directos: La energía a liquidar con cierre de medidas del comercializador o consumidor directo  $c$ , en la hora  $h$  y en el sistema eléctrico aislado  $j$ ,  $EDC(c,h,j)$ , es la medida elevada a barras de central de la energía consumida en los puntos frontera de sus consumidores.

$$EDC(c,h,j) = \sum_{ta} EDC(c,h,j,ta)$$

Donde:

$EDC(c,h,j,ta)$  es la energía en barras de central, en la hora  $h$  y en el sistema eléctrico aislado  $j$ , consumida por el comercializador o consumidor directo  $c$  en tarifa de acceso  $ta$  calculada según la fórmula siguiente:

$$EDC(c,h,j,ta) = \sum_{nt} [MPFC_{nt,ta}(c,h,j) \times (1 + CPER_{nt,ta}(h,j))]$$

Siendo:

$MPFC_{nt,ta}(c,h,j)$  Suma de las medidas de la energía consumida en los puntos frontera de consumidores del comercializador o consumidor directo  $c$  a nivel de tensión  $nt$  y tarifa de acceso  $ta$ , en la hora  $h$  y en el sistema eléctrico aislado  $j$

$CPER_{nt,ta}(h,j)$  Coeficiente de pérdidas para contratos de acceso en puntos de suministro a consumidores con nivel de tensión  $nt$  y tarifa de acceso  $ta$  y para el periodo tarifario que corresponda para la hora  $h$  en el sistema eléctrico aislado  $j$  establecido para tarifa de acceso  $ta$  en la normativa vigente.

En las liquidaciones sin cierre de medidas, la energía a liquidar  $EDC(c,h,j)$  a comercializadores o consumidores directos  $c$  en la hora  $h$  y en el sistema aislado  $j$ , es el valor de su previsión de consumo más la parte que le corresponde del descuadre de energía del sistema eléctrico aislado  $j$ .

$$EDC(c,h,j) = EDC_p(c,h,j) + SALDOENE(c,h,j)$$

Siendo:

$EDC_p(c,h,j)$  Energía correspondiente a la previsión de demanda para la hora  $h$  del comercializador o consumidor directo  $c$ , que están obligados a comunicar al Operador del Sistema según se establece en el artículo 4 del Real Decreto 1747/2003 de 19 de diciembre. A estos efectos los programas de energía estarán referidos directamente a barras de central.

$SALDOENE(c,h,j)$  Asignación al comercializador o consumidor directo  $c$  del descuadre de energía de cada sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$ ,  $SALDOENE(h,j)$ .

La asignación se realizará de forma proporcional a la previsión de cada comercializador o consumidor directo según la fórmula siguiente:

$$SALDOENE(c,h,j) = SALDOENE(h,j) \times EDC_p(c,h,j) / \sum_c EDC_p(c,h,j)$$

3. Cierre de energía.

En las liquidaciones sin cierre de medidas, el descuadre de energía del sistema eléctrico aislado  $j$  se asignará a los comercializadores y consumidores directos en proporción a sus programas de energía según lo indicado en el apartado anterior.

En las liquidaciones con cierre de medidas, el cierre de energía, CIERRE(h,j), de cada sistema eléctrico aislado j en la hora h, se calcula como la diferencia entre las pérdidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares calculadas en cada sistema eléctrico aislado, según lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009.

$$\text{CIERRE}(h,j) = \text{PRTD}(h,j) - \sum_{ta} \sum_{nt} [\text{MPFC}_{c,nt,ta} \times \text{CPER}_{nt,ta}]$$

Las pérdidas reales de transporte distribución se obtienen como la diferencia entre toda la generación y toda la demanda en punto frontera de consumo para obtener el balance de energía de cada sistema eléctrico aislado j.

$$\sum_e e(e,h,j) + \sum_{ta} \sum_{nt} \text{MPFC}_{c,nt,ta} + \text{PRTD}(h,j) = 0$$

Por tanto, el cierre de energía del sistema eléctrico aislado j se calcula según la fórmula siguiente, como la diferencia entre toda la medida de generación y toda la medida de demanda elevada a barras de central.

$$\text{CIERRE}(h,j) = -\sum_e e(e,h,j) - \sum_{ta} \sum_{nt} \text{MPFC}_{c,nt,ta} - \sum_{ta} \sum_{nt} [\text{MPFC}_{c,nt,ta} \times \text{CPER}_{nt,ta}]$$

$$\text{CIERRE}(h,j) = -\sum_e e(e,h,j) - \sum_c \text{EDC}(c,h,j)$$

Siete. Se modifica la definición del término PREP(h) contenida en el apartado 2 del artículo 12, que queda como a continuación se transcribe:

«PREP(h): Precio del mercado diario en la hora h.»

Ocho. Se modifican los apartados 3 a 7 del artículo 12, que quedan redactados como sigue:

«3. Obligación de pago por la energía adquirida por las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos c del sistema eléctrico aislado j tendrá una obligación de pago por su adquisición de energía que se calculará según la siguiente expresión:

$$\text{CAC}(c,h,j) = \text{EDC}(c,h,j) * \text{PMCP}(h)$$

Siendo:

CAC(c,h,j): Coste de la energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h.

EDC(c,h,j): Energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo c del sistema eléctrico aislado j en la hora h. El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 2 del artículo 11.

PMCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores directos y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h excluidos los pagos por capacidad y el coste de los desvíos.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 11 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la Comunidad Autónoma o Ciudad a la que pertenecen los SEIE podrán establecer una adaptación del precio horario peninsular al que compran los comercializadores y consumidores directos a la estructura estacional de la demanda del SEIE de su ámbito territorial, en cuyo caso los valores de PMCP(h) se obtendrán en función de lo establecido en la disposición que regule la citada adaptación de precios.

El precio de adquisición de energía definido en este apartado no será de aplicación a los comercializadores de último recurso en los SEIE por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso. El precio de adquisición de esta energía será el establecido en la disposición adicional decimoquinta del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.

4. Obligación de pago por capacidad para las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  tendrá una obligación de pago por capacidad que se calculará según la siguiente expresión:

$$PCAP(c,h,j) = \sum_t EDC(c,h,j,ta) * PCAP(h,ta)$$

Siendo:

$PCAP(c,h,j)$ : Coste del pago por capacidad para la empresa comercializadora y consumidor directo  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$

$EDC(c,h,j,ta)$ : Energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$  en la tarifa de acceso  $ta$ . El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 2 del artículo 11.

$PCAP(h,ta)$ : Precio del pago por capacidad para la demanda en la hora  $h$  para la tarifa de acceso  $ta$  establecido en la normativa vigente.

La obligación de pago por capacidad definida en este apartado no será de aplicación a los comercializadores de último recurso en los SEIE por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso.

5. Obligación de pago por coste de desvíos para las empresas comercializadoras y consumidores directos.

Cada una de las empresas comercializadoras y consumidores directos  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  tendrá una obligación de pago por coste de desvíos que se calculará según la siguiente expresión:

$$CDSV(c,h,j) = \text{Abs}(EDC(c,h,j) - EDC_p(c,h,j)) * CDSVPEN(h)$$

Siendo:

$CDSV(c,h,j)$ : Obligación de pago por coste de desvíos para la empresa comercializadora y consumidor directo  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$ .

$EDC(c,h,j)$ : Energía adquirida por la empresa comercializadora y consumidor directo  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$ . El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 2 del artículo 11.

$EDC_p(c,h,j)$ : Previsión de compras en barras de central de la empresa comercializadora y consumidor directo  $c$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$  comunicada al despacho según lo dispuesto en los procedimientos de operación.

$CDSVPEN(h)$ : Coste medio de los desvíos de los consumidores directos y comercializadores que adquieran su energía para clientes finales nacionales directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora  $h$ .

La obligación de pago por coste de desvíos definida en este apartado no será de aplicación a los comercializadores de último recurso en los SEIE por la energía eléctrica que adquieran en el despacho de cada SEIE para el suministro a sus consumidores de último recurso.

6. Obligación de pago por la energía adquirida por los generadores en régimen ordinario y en régimen especial.

En el caso que la energía medida en barras de central del generador  $e$  en régimen ordinario o en régimen especial que participa en el despacho de generación sea negativa por consumo de servicios auxiliares, su obligación de pago por la energía adquirida se calculará según la siguiente expresión:

$$CAG(e,h,j) = -e(e,h,j) * PMD(h); \text{ siempre que: } e(e,h,j) < 0$$

Siendo:

$CAG(e,h,j)$ : Coste de la energía adquirida por el generador  $e$  del sistema eléctrico aislado  $j$  en la hora  $h$

e(e,h,j): Energía negativa generada en la hora h por el grupo generador e del sistema extrapeninsular j.

PMD(h): Precio del mercado diario en la hora h.

#### 7. Liquidación del cierre de energía.

En las liquidaciones con cierre de medidas, el cierre de energía de cada subsistema eléctrico aislado j en la hora h, calculado según lo dispuesto en el apartado 3 del artículo 11, se valorará al precio del mercado diario en la hora h.

Los derechos de cobro por cierres positivos y las obligaciones de pago por cierres negativos se liquidarán en la cuenta del operador del sistema. El saldo resultante tendrá la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema a los efectos del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el procedimiento de liquidación de los costes de transporte, distribución y comercialización a tarifa, de los costes permanentes del sistema y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas según establece la disposición adicional segunda del Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica.»

Nueve. Se modifica el artículo 14, cuya redacción pasa a ser la que sigue:

#### «Artículo 14. Cálculo de la prima que complementa el precio medio peninsular.

Para cada grupo de generación en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, el valor de la prima de funcionamiento  $PrF(i,h,j)$  se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PrF(i,h,j) = [D/S(i,h,j) * D/S(h)] / E(i,h,j)$$

Siendo:

$D/S(i,h,j) * D/S(h)$ : El importe del déficit/superávit distribuido al generador i según lo dispuesto en el apartado 10 del artículo 12.

$E(i,h,j)$ : Energía neta medida en barras de central aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h.»

Diez. Se modifica el tercer párrafo de la disposición adicional segunda, que queda redactado de la manera siguiente:

«Los cobros y pagos de los sistemas peninsulares, extrapeninsulares e insulares podrán realizarse conjuntamente, sin perjuicio de que en los SEIE la facturación se calcule para cada sistema eléctrico de forma independiente.»

Once. Se suprimen el apartado 2 del artículo 6, los artículos 13, 15 y 17, la disposición transitoria segunda, la disposición transitoria cuarta y la disposición adicional cuarta.

**Disposición final segunda.** *Modificación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.*

El apartado 2 del artículo 14 de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, queda redactado como sigue:

«2. La Dirección General de Política Energética y Minas comunicará al proveedor del servicio la iniciación del expediente de revocación para que en un plazo de 10 días a contar desde la recepción de la referida notificación, aquél pueda formular las alegaciones y aportar los documentos que tenga por conveniente.»

**Disposición final tercera.** *Entrada en vigor.*

Esta Orden entrará en vigor el día siguiente al de su publicación en el «Boletín Oficial del Estado».



Madrid, 11 de junio de 2010.–El Ministro de Industria, Turismo y Comercio, Miguel Sebastián Gascón.

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.