

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.

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
«BOE» núm. 77, de 31 de marzo de 2006
Referencia: BOE-A-2006-5807

TEXTO CONSOLIDADO

Última modificación: 1 de agosto de 2015

Norma derogada por la disposición derogatoria única.b) del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio. [Ref. BOE-A-2015-8646](#).

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 (en adelante, SEIE), con el triple objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica y su calidad para que se realice con el menor coste y con las menores singularidades posibles.

Con este fin, el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, regula el marco de actuación de las distintas actividades destinadas al suministro eléctrico, consistentes en su generación, transporte, distribución y comercialización así como la gestión económica y técnica de cada uno de los sistemas eléctricos aislados que conforman los SEIE.

En relación con la generación, los factores diferenciales de los SEIE aconsejan no instaurar un mercado de ofertas similar al del sistema peninsular por lo que se introduce un mecanismo de despacho de las unidades de producción del régimen ordinario por orden de mérito económico y una retribución de las mismas que contempla el mayor coste del desarrollo de esta actividad como consecuencia del mayor nivel de reserva que es necesario mantener en los sistemas aislados y del sobrecoste de las tecnologías específicas utilizadas.

El Operador del Sistema realizará el despacho económico de las unidades de producción en cada sistema, sobre la base de costes variables declarados y verificados por dicho Operador, costes variables que integran tanto el valor de los consumos de combustibles realizados como aquellos otros costes de naturaleza variable.

Por ello en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, se desarrolla un marco regulatorio específico para los territorios de las Comunidades Autónomas de Illes Balears y Canarias y de las Ciudades de Ceuta y Melilla, que excluye la aplicación del Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de la energía eléctrica. No obstante, se asignan al Operador del Mercado las funciones de publicación de precios, liquidación de la energía y el régimen de garantías.

Asimismo, se habilita para participar en el despacho económico de la generación a los grupos del régimen especial que cumplan los mismos requisitos exigidos a los grupos del régimen especial en la península para ofertar en el mercado de producción, estableciendo para ellos una remuneración por dicha participación igual a la retribución media de los grupos del régimen ordinario que intervienen en el despacho, sin perjuicio de la posterior liquidación complementaria para equiparar su retribución final a la de sus grupos homólogos en la península.

Como contrapartida al sistema de despacho económico y retribución de la generación, en el lado de la demanda se establece un mecanismo de compatibilidad económica para los compradores de energía que evite su discriminación respecto a sus homólogos del sistema peninsular.

De acuerdo con el artículo 6.5 del citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, esta orden desarrolla el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados en los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares.

Este método de cálculo ha de permitir la determinación del coste de los combustibles a considerar en la elaboración anual de la tarifa eléctrica, así como para su integración posterior con el resto de costes en el procedimiento de liquidaciones de las actividades reguladas posterior al despacho económico de los generadores.

La prima de funcionamiento de cada grupo generador insular y extrapeninsular se establecerá anualmente por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, según las tecnologías existentes, sobre la base de una previsión del coste de combustibles. Dicha prima se utilizará para el cálculo del coste de generación extrapeninsular que se integra en la tarifa.

Dicha retribución debe ser función directa de unos valores unitarios definidos para cada tecnología del parque insular y extrapeninsular que recojan, con criterios objetivos, todos los costes variables que, para las diferentes tecnologías, se produzcan.

Además, la presente orden desarrolla el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, en virtud de lo establecido en el artículo 18.5 del mismo, en el que se dispone que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará el procedimiento de despacho y liquidación de la energía para estos sistemas.

El procedimiento por una parte establece los criterios básicos para llevar a cabo el despacho económico, de acuerdo con los conceptos que integran el coste variable declarado de generación y el proceso de cálculo de los mismos, de tal manera que resulte un sistema objetivo que favorezca una gestión eficiente.

La necesidad de que este despacho de generación se realice de acuerdo con criterios económicos requiere que se contemplen la totalidad de los costes variables de las instalaciones de generación de estos sistemas de tal forma que dichos costes sean coherentes con el esquema retributivo que se establece en el citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, para la generación, garantizando la máxima eficiencia y la menor incidencia en la calidad de suministro.

Por tanto los costes variables que se consideran a la hora de calcular el coste de combustible incluyen tanto el valor de los consumos como el resto de costes variables, dando lugar a cinco conceptos de coste diferenciados: El coste variable de funcionamiento, el coste de arranque, que incluye además del coste asociado al consumo de combustible el resto de costes variables de operación y mantenimiento derivados de los arranques, el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento, el coste de reserva caliente y el coste de la banda de regulación.

Asimismo se establece en esta orden el procedimiento de liquidación de la energía contemplando las condiciones específicas del despacho económico de la generación y de la compra de la energía señaladas anteriormente, estableciendo una metodología de liquidación con periodicidad mensual y una frecuencia de cálculo de las mismas que permita que en todo momento los agentes dispongan de una liquidación económica de sus energías vendidas y compradas lo más cercana posible a la realidad física del suministro o adquisición de las mismas.

Además, se determina la información que el operador del sistema deberá poner periódicamente a disposición del operador del mercado para que éste realice las misiones que se le encomiendan en el artículo 5.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, así como la información que el operador del sistema y el operador del mercado deben poner

a disposición de la Comisión Nacional de Energía para las liquidaciones complementarias a realizar por ésta, de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

Finalmente en la presente orden se desarrolla el sistema de cargos y abonos necesarios para la materialización de los cobros y pagos resultantes del procedimiento de liquidación de energía.

La orden que se aprueba ha sido previamente informada por la Comisión Nacional de Energía, considerándose sustanciado el trámite de audiencia a los interesados a través de los miembros de su Consejo Consultivo de Electricidad.

En su virtud, previo acuerdo con las Comunidades Autónomas y Ciudades afectadas,

DISPONGO:

CAPÍTULO I

Objeto y ámbito de aplicación

Artículo 1. *Objeto.*

Constituye el objeto de esta orden la determinación del método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados por los grupos de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (en adelante SEIE) y el procedimiento de despacho económico y liquidación de la energía en estos sistemas, todo ello de acuerdo con lo establecido en los artículos 6.5 y 18.5 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Artículo 2. *Ámbito de aplicación.*

1. Esta orden es de aplicación a los siguientes sujetos definidos en el artículo 9 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, instalados en los SEIE:

- a) El Operador del Sistema (Red Eléctrica de España, S.A.).
- b) El Operador del Mercado (Operador del Mercado Ibérico de Energía- Polo Español, S.A.).
- c) Los productores de energía eléctrica en régimen ordinario de los SEIE, entendiéndose como tales aquellos titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que estén inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- d) Los productores de energía eléctrica en régimen especial de los SEIE que participen en el despacho de la energía gestionado por el operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el artículo 9 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.
- e) Los distribuidores de energía eléctrica de los SEIE que se encuentren inscritos en el Registro Administrativo de Distribuidores, Comercializadores y Consumidores Cualificados definido en el artículo 182 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica .
- f) Los comercializadores de energía eléctrica que cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 16 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

2. Además lo dispuesto en esta orden es de aplicación a los consumidores de energía eléctrica de los SEIE que opten por adquirir la energía directamente en el despacho y cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 17 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y a la Comisión Nacional de Energía.

Artículo 3. *Definición de los sistemas aislados de los diferentes SEIE.*

Los sistemas eléctricos aislados que conforman los SEIE de las Comunidades Autónomas de Illes Balears y Canarias, así como las Ciudades de Ceuta y Melilla, son los siguientes:

SEIE Canarias	SEIE Illes Balears	SEIE Ceuta	SEIE Melilla
Gran Canaria	Mallorca-Menorca	Ceuta	Melilla
Tenerife	Ibiza-Formentera		
Lanzarote-Fuerteventura			
La Palma			
La Gomera			
El Hierro			

CAPÍTULO II

Procedimiento de despacho de la generación y determinación del coste horario de las instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Artículo 4. *Procedimiento de despacho de la generación.*

1. El despacho de la generación para cada uno de los sistemas aislados de los SEIE se llevará a cabo por el Operador del Sistema mediante la minimización del coste variable de producción utilizando un modelo adecuado que cumpla los requisitos establecidos en el artículo 4 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, de tal forma que se efectúe la cobertura de la demanda con los recursos de generación disponibles en cada sistema eléctrico, de acuerdo con el orden de mérito económico y las limitaciones que impongan las restricciones de red o medioambientales.

2. A estos efectos, la Dirección General de Política Energética y Minas, establecerá anualmente, con carácter previo y a propuesta de la Comisión Nacional de Energía, los objetivos mínimos de eficiencia y calidad en cada SEIE.

Dichos objetivos serán referencias básicas en la explotación real para el operador del sistema. Las desviaciones relativas derivadas de la explotación real respecto a los objetivos fijados en cada SEIE, exceptuando aquellas derivadas de circunstancias excepcionales y sobrevenidas, podrán ser consideradas en la retribución del operador del sistema.

3. El modelo de despacho deberá cumplir los siguientes requisitos mínimos:

3.1 Programación semanal y diaria:

El despacho económico se iniciará en una programación semanal para todos los sistemas eléctricos que componen los SEIE, redefinida en programaciones diarias con las excepciones que se puedan establecer en los procedimientos de operación, y serán debidamente comunicadas a los agentes implicados.

Sin perjuicio de su desarrollo en el Procedimiento de Operación correspondiente, el despacho de generación se realizará partiendo de los parámetros técnicos aprobados para cada grupo generador de régimen ordinario, particularmente los siguientes:

- a) Potencia neta máxima y mínimo técnico.
- b) Rampas de subida y bajada de potencia.
- c) Tiempos y costes de arranque.
- d) Costes variables de funcionamiento según el nivel de carga (combustible y otros costes variables de operación y mantenimiento).
- e) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación.

En el caso de los sistemas de turbinación-bombeo se considerará la información siguiente:

- a) Potencia efectiva neta y mínimo técnico para los grupos de turbinación-bombeo.
- b) Rampas de subida y bajada de potencia para los grupos de turbinación-bombeo.
- c) Tiempos de arranque, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
- d) Capacidad de contribución a la potencia rodante de regulación primaria, secundaria y terciaria, tanto para los grupos de turbinación como para los de bombeo.
- e) Cotas y volúmenes almacenados en los embalses.

A ello el operador del sistema añadirá:

a) La información comunicada por los agentes de indisponibilidades o restricciones adicionales en el funcionamiento de los generadores.

b) Los programas horarios previstos y comunicados por los generadores de régimen especial. Red Eléctrica revisará los programas previstos y utilizará en el despacho la mejor previsión disponible, particularmente en la generación eólica.

c) La mejor previsión de demanda horaria del sistema disponible en el horizonte de decisión.

El proceso de despacho constará al menos de dos etapas:

1.ª Despacho inicial con criterio exclusivamente económico: En esta etapa la generación y reserva rodante de cada grupo generador, para cada una de las horas, es asignada como nudo único. Asimismo, tendrá en cuenta un mínimo de generación gestionable necesaria que proporcione la inercia, reservas de regulación y garantía de cobertura suficiente para la explotación del sistema eléctrico en condiciones de seguridad y estabilidad.

Se utilizará para ello un modelo de minimización de costes variables que tenga en cuenta las características de los datos de entrada antes citados.

Cuando el sistema eléctrico disponga de instalaciones de generación de origen renovable, se programará su funcionamiento buscando minimizar tanto el coste variable del despacho para el periodo de planificación estudiado como el vertido de energía.

En caso de existir equipo hidráulico con embalse, se incorporará como dato de entrada información proveniente del valor del agua en los embalses calculado en una optimización del sistema a más largo plazo.

En el cálculo de la cobertura de la curva de demanda, la generación prevista de origen renovable se colocará en base, sin consideración de coste, hasta el límite de integración que permita salvaguardar las condiciones de seguridad y calidad de suministro para el sistema eléctrico.

Cuando el sistema eléctrico disponga de sistemas de turbinación-bombeo, éstos se programarán sin consideración de costes para minimizar el vertido de energía. El bombeo se programará a partir de generación de origen térmico únicamente cuando se minimice el coste de explotación para el conjunto del sistema y no se produzca vertido instantáneo de energía producida en régimen especial o a partir de fuentes de energía renovables.

2.ª En una segunda etapa se analizarán las posibles restricciones impuestas por la red de transporte a esta situación base de cobertura, por violación de los límites impuestos en estado normal de funcionamiento a las variables de control del sistema, y ante las contingencias establecidas en el Procedimiento de Operación correspondiente.

Se procederá a un reajuste de la generación si fuera necesario, con criterios de seguridad y economía, identificando condiciones de funcionamiento obligadas de los grupos.

De igual modo, se habrá procedido a reajuste de generación si las restricciones de carácter medioambiental así lo impusieran.

3.2 Resolución de desvíos generación-consumo con horizonte intradiario y en tiempo real.

Los desvíos generación-consumo serán previstos por el Operador del Sistema dentro del propio día, con un horizonte superior a la hora. Estos desvíos podrán dar lugar a reajustes sobre la programación diaria, con los mismos criterios de despacho definidos en el apartado anterior, cuando el Operador del Sistema lo estime necesario, y con la debida comunicación a los agentes afectados.

Los desvíos en tiempo real, serán atendidos por el Operador del Sistema haciendo uso de las asignaciones de reserva de regulación (secundaria y terciaria).

3.3 Análisis de seguridad de la cobertura anual.

Además el Operador del Sistema analizará, con periodicidad al menos trimestral, la seguridad en la cobertura con un horizonte anual móvil.

El análisis de seguridad comprenderá dos aspectos:

a) El primero evaluará el riesgo de fallo de suministro que podría derivarse de los propios recursos de producción. Se utilizarán, como índices de riesgo, la probabilidad de no cobertura de la demanda, el valor esperado de la energía demandada y no suministrada, y el margen de reserva.

b) El segundo consistirá, si es procedente, en un análisis zonal que pondrá de manifiesto las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación y de transporte para evitar situaciones que supongan el incumplimiento de los criterios de seguridad del sistema en ciertas zonas geográficas o áreas determinadas de la red.

El informe será remitido por el Operador del Sistema a la Dirección General de Política Energética y Minas y al organismo competente en materia de energía eléctrica de la Comunidad Autónoma o Ciudad que corresponda y a los agentes implicados.

Artículo 5. *Cálculo del coste horario de generación de cada grupo de producción en régimen ordinario.*

1. El operador del sistema calculará el coste horario de generación de cada grupo de producción en régimen ordinario de los SEIE de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$cg(i,h,j) = e(i,h,j) \cdot (PMP + PrF(i,h,j)) + G_{pot}(i,h,j) \times \rho_{disponible}(i,h,i)$$

donde:

e(i,h,j):	Energía del generador i del sistema aislado j en la hora h.
PMP:	Precio Medio Peninsular previsto en el Real Decreto por el que se aprueba la tarifa media o de referencia de cada año, expresado en Cent de Euro/kWh. Este precio incluye el cargo por prestación de servicios complementarios en el sistema peninsular y excluye el cargo por garantía de potencia.
PrF (i,h,j):	Prima de funcionamiento en la hora h del grupo de régimen ordinario i del sistema aislado j que complementa al PMP para retribuir los costes de combustibles, expresado en Cent de Euro/kWh. Esta prima se calculará horariamente conforme se establece en el capítulo III de la presente Orden y podrá tener valores negativos.
G _{pot} (i,h,j):	Garantía de potencia del grupo i del sistema aislado j en la hora h expresada en céntimos de euro/kW
$\rho_{disponible}(i,h,j)$:	Potencia disponible del grupo i del sistema aislado j en la hora h expresada en kW

El primero de los sumandos anteriores representa el coste variable de generación de cada grupo de generación en régimen ordinario y será calculado por el operador del sistema de acuerdo con lo dispuesto en esta orden.

El segundo sumando corresponde al coste fijo de generación. Sus valores serán calculados por el operador del sistema por aplicación de la metodología para el cálculo de los valores de G_{pot}(i,h,j) y de $\rho_{disponible}(i,h,j)$ que apruebe el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, de acuerdo con las Ciudades y las Comunidades Autónomas afectadas y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, conforme a lo establecido en el artículo 7.2 y en el artículo 6.4 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

2. El coste total de generación de cada grupo del régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j en la hora h será la suma del componente de coste fijo y variable, calculados conforme a lo indicado en el apartado anterior.

$$cg(i,h,j) = cg_f(i,h,j) + cg_{var}(i,h,j)$$

CAPÍTULO III

Metodología de determinación del coste de combustibles de las instalaciones de generación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Artículo 6. *Coste variable de generación horario de los grupos del régimen ordinario.*

1. El coste variable de generación de los grupos del régimen ordinario de los SEIE está compuesto por los siguientes conceptos de coste:

a) Costes variables de combustible

Son los costes variables de cada grupo generador i asociados a los consumos de combustibles derivados del funcionamiento del grupo. Los costes variables de combustible

de cada grupo generador i en cada hora h se calcularán de acuerdo con la siguiente expresión:

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

Siendo:

$e(i,h,j)$:	Potencia media horaria en MW en barras de central en la hora h aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j . Esta variable se corresponde con la magnitud de las variables $e_t(i,h,j)$ y $e(i,h,j,d)$, referidas a energías horarias y que son definidas en el artículo 11.1, dependiendo de si se trata de un grupo que vierte su energía en la red de transporte o en la red de distribución.
$a(i)$:	Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/h
$b(i)$:	Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/h.MW
$c(i)$:	Parámetro que se obtiene a partir del ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (consumo / potencia neta), valorado en te/h.MW ²
$pr(i,h,j)$:	Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h , valorado en Euros/te PCI, calculado de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$pr(i,h,j) = \sum_c x(c,i,h,j) * prc(c,i,h,j) / pci(c,i,h,j)$$

Donde:

$x(c,i,h,j)$:	Fracción de las termias totales aportadas por el combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j
----------------	---

$$x(c,i,h,j) = Q(c,i,h,j) * pci(c,i,h,j) / \sum_c Q(c,i,h,j) * pci(c,i,h,j)$$

Siendo:

$Q(c,i,h,j)$:	Consumo en toneladas del combustible c por el grupo i del sistema eléctrico aislado j
$prc(c,i,h,j)$:	Precio del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j , valorado en Euros/tn
$pci(c,i,h,j)$:	Poder calorífico inferior del combustible c utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j , valorado en te/tn

b) Costes de arranque o alternativamente de reserva caliente.

El arranque es el proceso por el cual un grupo pasa de un estado de marcha en condiciones de carga mínima, a otro estado de marcha en las mismas condiciones, con un estado intermedio de paro.

$C_{ar}(i,j)$ recoge los costes derivados del arranque de un grupo, correspondientes tanto al consumo de combustible como a otros costes variables, siendo su formulación la siguiente:

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

Donde:

t :	tiempo transcurrido desde la última parada, en horas
$a'(i)$:	Parámetro obtenido a partir del ajuste exponencial de la curva consumo / tiempo de parada en horas, valorado en te
$b'(i)$:	Parámetro obtenido a partir del ajuste exponencial de la curva consumo / tiempo de parada en horas, valorado en horas
d :	Parámetro que refleja los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque, valorado en Euros.

Si para evitar la parada y arranque, el Operador del Sistema hubiera decidido colocar al grupo en situación de reserva caliente, en lugar del coste de arranque anterior, se le

aplicarán los costes derivados del mantenimiento del grupo en dicho estado, siendo su formulación la siguiente:

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

Donde:

$cc_{rc}(i)$:	Consumo de combustible utilizado por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente, valorado en te PCI/h
$prc(i,h_{rc},j)$:	Precio medio de la termia de los combustibles utilizados por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h_{rc} durante la cual el grupo se encontraba en situación de reserva caliente, valorado en Euros/te PCI

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

c) Costes variables de operación y mantenimiento.

Corresponde a los costes variables de operación y mantenimiento distintos del valor de los consumos de combustible realizados derivados del funcionamiento del grupo y recoge, básicamente, los costes de materiales y de los trabajos realizados en relación con las revisiones programadas de cada unidad de generación, que se realizan en función de las horas de funcionamiento del grupo, teniendo en cuenta el régimen de funcionamiento y de acuerdo con los planes de mantenimiento de las mismas. Este coste incluye asimismo los otros costes de materias ligadas al funcionamiento del grupo y, en su caso, el coste de capital circulante. Su fórmula de cálculo es la siguiente:

$$C_{om}(i,h,j) = a''(i) + b''(i) \cdot C_{fun}(i,h,j)$$

donde:

$a''(i)$: Parámetro valorado en Euros/h, que recoge los costes de mantenimiento ligados a las horas de funcionamiento del grupo i , constituyendo un valor fijo por hora de funcionamiento.

$b''(i)$: Parámetro expresado en tanto por ciento representativo de los costes de materias fungibles y, en su caso, del coste del capital circulante del grupo i en funcionamiento continuo. Este término es variable y proporcional al coste derivado del consumo de combustible en funcionamiento ($C_{fun}(i,h,j)$).

d) Costes de banda de regulación

Corresponde al sobre coste de explotación del grupo generador i del sistema eléctrico j por la banda de potencia a subir y a bajar asignada por el operador del sistema para la regulación del equilibrio entre generación y demanda, así como la disponibilidad de un margen de reserva para garantizar la seguridad del sistema, siendo su formulación la siguiente:

$$C_{reg}(i,h,j) = a''(i,h,j) \cdot p_{reg}(i,h,j)$$

Donde:

a'' : Parámetro valorado en Euros/MW

$p_{reg}(i,h,j)$: Valor de la banda de regulación asignada por el operador del sistema en la hora h al grupo i del sistema eléctrico aislado j , expresada en MW.

2. (Suprimido)

3. Para la redistribución horaria del coste variable de los grupos del régimen ordinario, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá establecer el método para, una vez calculado en cada hora el coste variable horario de cada generador según los conceptos enumerados en el apartado 1, como señal para la demanda, redistribuir en parte entre las

distintas horas este coste de tal modo que se refleje cada hora la parte de coste de generación de la que es causante.

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.

Artículo 7. Cálculo de los precios de combustible.

1. La fórmula de cálculo de los precios de los distintos combustibles consumidos por los grupos generadores de los sistemas insulares y extrapeninsulares, Prc (c,i,h,j), se compone de los siguientes términos:

1.1 Precio del producto: Se corresponde con la cotización internacional CIF en el mercado spot.

1.2 Costes de logística: Son los costes asociados a las operaciones de logística necesarias para llevar el combustible hasta la central, es decir, los conceptos de descarga, servicios portuarios, almacenamientos intermedios, transporte hasta la central en cisterna, buques y camiones, control y adecuación de calidad, tarifas y costes de comercialización.

2. Los combustibles que se considerarán a efectos de retribución por zonas geográficas son los siguientes:

2.1 Baleares:

- Hulla importada.
- Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre).
- Fuel Oil n.º 1 (2,7% de azufre).
- Gasoil.

2.2 Canarias:

- Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre).
- Fuel Oil BIA (0,3 por ciento de azufre).
- Diesel Oil.
- Gasoil.

2.3 Ceuta y Melilla:

- Fuel Oil BIA (1 por ciento de azufre).
- Fuel Oil 1250" Redwood.
- Diesel Oil.
- Gasoil.

En el caso de que se utilizaran nuevos combustibles no contemplados en la relación anterior, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de las Comunidades Autónomas o Ciudades afectadas, de entre aquellas a las que es aplicable esta orden aprobará el método de cálculo del precio correspondiente al nuevo combustible.

3. Los precios del producto por tipo de combustible se fijarán semestralmente por la Dirección General de Política Energética y Minas, en los meses de enero y julio, y se calcularán como media de las cotizaciones mensuales, correspondientes al semestre inmediatamente anterior, de los siguientes índices y cotizaciones, dependiendo del tipo de combustible:

3.1 Para la hulla importada, será igual al índice API#2 publicado por el Coal Daily de Energy Argus.

3.2 Para el Fuel Oil BIA (1 por ciento y 0,3 por ciento de azufre), será igual a la media aritmética de las cotizaciones altas de Fuel Oil 1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan.

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.

3.5 Para el Gasoil 0,1 por ciento, será igual a la media aritmética de las cotizaciones altas de Gasoil 0,1 por ciento en el mercado CIF Mediterráneo (Génova/Lavera) publicada en el Platts European Marketscan.

Para la conversión de dólares USA a euros se tomará la media de los tipos de cambio diarios dólar USA-euro publicada por el Banco Central Europeo y correspondiente al periodo de cálculo del precio del combustible.

4. Los valores semestrales indicados en el apartado 3 anterior serán los utilizados a los efectos del despacho de costes variables de generación, aplicándose para cada semestre los correspondientes a la media ponderada del semestre inmediatamente anterior. A efectos de cálculo de la prima de funcionamiento para cada grupo generador, semestralmente en las fechas citadas anteriormente, se procederá a regularizar el coste de combustible del semestre inmediatamente anterior por la diferencia entre los precios reales de los valores indicados en el apartado 3 anterior en dicho semestre y los inicialmente previstos.

5. Los valores del poder calorífico inferior del combustible utilizado por un grupo *i* del sistema eléctrico *j* ($pci(i,h,j)$), valorado en te/tn , serán los siguientes:

	Pci(i,h,j) (te/tn)
Carbón	6.000
Fuel Oil BIA	9.000
Fuel Oil n.º 1	9.750
Fuel Oil 1250"	9.750
Gasoil	10.150
Diesel Oil	10.000

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá autorizar valores de poder calorífico inferior distintos a los establecidos en el cuadro anterior si las características de los combustibles adquiridos dieran lugar a valores significativamente distintos.

6. Los costes de logística en el año 2006 tomarán los siguientes valores en euros/Tm en función de los combustibles y zonas geográficas:

	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Fuel Oil BIA 0,3%	Fuel Oil n.º 1	Fuel Oil 1250"	Diesel Oil	Gasoil
Baleares	12,00	44,77		44,77			60,66
Canarias		22,89	57,89			53,53	35,01
Ceuta y Melilla		54,39			54,39	35,98	102,08

Estos costes de logística se actualizarán anualmente con el índice de precios al consumo IPC previsto en la tarifa menos 100 puntos básicos.

La Dirección General de Política Energética y Minas podrá revisar sus valores cada cuatro años atendiendo a la evolución de los mismos. A estos efectos las empresas

propietarias de estas instalaciones deberán presentar a la Dirección General de Política Energética y Minas, antes de que finalice el primer trimestre de cada año, los valores auditados de los costes de logística realizados en el año anterior.

7. Los costes de combustible se revisarán en relación con el coste o ingreso neto que resulte al final de cada año, tanto positivo como negativo, como consecuencia de las desviaciones que se produzcan entre los derechos de emisión asignados gratuitamente, y los necesitados realmente por los grupos como consecuencia de la explotación real.

CAPÍTULO IV

Procedimiento de liquidación de la energía en los SEIE

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.

Artículo 9. *Precio final horario de generación.*

1. **(Suprimido)**

2. El precio final horario de generación en cada sistema eléctrico aislado j de cada SEIE, $PFG(h,j)$, se calculará como el cociente entre la suma de los costes horarios de todos los grupos de generación del régimen ordinario pertenecientes al sistema eléctrico aislado j y la suma de la energía generada por los mismos, tal como se establece en la siguiente fórmula:

$$PFG(h,j) = \frac{\sum_i cg(i,h,j)}{\sum_i e(i,h,j)}$$

3. El precio final de generación de cada SEIE en la hora h , $PFG(h)$, se calcula como el cociente entre la suma de los costes horarios de todos los grupos de generación en régimen ordinario de cada sistema aislado j y la suma de la energía generada por los mismos:

$$PFG(h) = \frac{\sum_j \sum_i cg(i,h,j)}{\sum_j \sum_i e(i,h,j)}$$

Artículo 10. *Periodicidad y frecuencia de las liquidaciones.*

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.

2. Liquidaciones mensuales definitivas del despacho económico de generación:

a) La Dirección General de Política Energética y Minas publicará antes del 31 de marzo del año n los valores definitivos de los distintos costes y parámetros que sirven de base para el cálculo de los costes de generación de los grupos de régimen ordinario para el año n.

b) A efectos de lo dispuesto en el artículo 18.2 del Real Decreto 1747/2003, el Operador del Sistema publicará la liquidación definitiva del despacho económico de la generación correspondiente a los 12 meses del año n en un plazo máximo de un mes contado a partir de la publicación del cierre de medidas definitivas.

c) Una vez publicadas las liquidaciones definitivas a las que se refiere el apartado anterior, los agentes pertenecientes al régimen ordinario y al régimen especial que operen en los SEIE solicitarán, en un plazo no superior a tres meses desde la citada publicación de acuerdo con el punto 4 del artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, a la Dirección General de Política Energética y Minas, la liquidación definitiva de sus costes.

Mensualmente la Comisión Nacional de Energía hará las liquidaciones provisionales que correspondan.

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:

$$\text{SALDOENE}(c,h,j) = \text{SALDOENE}(h,j) \times \text{EDC}_p(c,h,j) / \sum_c \text{EDC}_p(c,h,j)$$

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.

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

Artículo 12. Metodología de cálculo de la liquidación de la energía.

1. Derechos de cobro de los grupos de producción en régimen ordinario.

Cada grupo de generación en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j tendrá en la hora h derecho de cobro igual a su coste de generación (cg (i,h,j)) calculado según lo establecido en el apartado del artículo 5.

2. Derechos de cobro de los grupos de producción en régimen especial que participan en el despacho de generación

El derecho de cobro correspondiente a cada grupo generador del régimen especial e del sistema eléctrico aislado j en la hora h que haya elegido la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, será el siguiente:

$$\text{cg}(e,h,j) = e(e,h,j) * [\text{PREP}(h) + \text{Prima}(e) + \text{Incentivo}(e)] - \text{desv}(e,h,j) * \text{CDSV}(h)$$

cg(e,h,j): Retribución en la hora h del grupo generador en régimen especial e del sistema eléctrico aislado j.

e(e,h,j): Energía generada en la hora h por el grupo generador en régimen especial e del sistema eléctrico aislado j.

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

Prima (e): Prima que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo en régimen especial e, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. A efectos de lo dispuesto en el artículo 27 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el precio del mercado de referencia al que se refiere dicho artículo será PREP(h).

Incentivo (e): Incentivo que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo en régimen especial e, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 661/ 2007, de 25 de mayo.

desv (e,h,j): Valor absoluto de la diferencia en la hora h entre la energía medida en barras de central del generador de régimen especial e del sistema eléctrico aislado j y la producción prevista comunicada al despacho.

CDSV(h): Coste medio de los desvíos del régimen especial peninsular de la misma categoría que participa en el mercado en la hora h.

El importe $\text{desv}(e,h,j) * \text{CDSV}(h)$ se define como coste de desvíos del generador e. En aquellos casos en que varios grupos generadores en régimen especial e de una misma categoría del sistema eléctrico aislado j participen en el despacho con el mismo agente de liquidación, se aplicará al coste de desvíos de cada generador e un factor de corrección, calculado dividiendo el valor absoluto de la suma de los desvíos horarios de todos los grupos e del agente pertenecientes a la misma categoría y sistema eléctrico aislado entre la suma del valor absoluto de dichos desvíos horarios.

Asimismo, los grupos de generación en régimen especial que participen en el despacho económico de generación tendrán derecho a percibir, cuando les corresponda, los complementos que se determinan en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

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:

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

$\text{EDC}(c,h,j)$: 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.

$\text{PMCP}(h)$: 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 $\text{PMCP}(h)$ se obtendrían 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.

8. Déficit/Superávit entre costes de generación y costes de adquisición.

La metodología de liquidación de la energía tiene por objeto liquidar a las empresas generadoras sus costes de producción con los importes satisfechos por los agentes compradores por la energía adquirida

La bolsa compuesta por la agregación de los costes de generación de todos los grupos de generación en régimen ordinario y la valoración de la energía generada por los grupos en régimen especial que participan en el despacho económico teniendo en cuenta el precio final horario de generación, $PFG(h)$, de los J sistemas eléctricos aislados pertenecientes a un determinado SEIE será la siguiente:

$$BOLSAG(h) = \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I cg(i, h, j) + \sum_{j=1}^J \sum_{e=1}^E DCRE(e, h, j).$$

Donde: $DCRE(e, h, j)$ es el valor a liquidar en la hora h al generador en régimen especial e del sistema extrapeninsular j por la energía generada, al que se refiere el apartado 9 del artículo 12.

La bolsa compuesta por la agregación de los costes de adquisición de energía de todos los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho de los J sistemas eléctricos aislados pertenecientes a un determinado SEIE será la siguiente:

$$BOLSAA(h) = \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^D CAD(d, h, j) + \sum_{j=1}^J \sum_{c=1}^C CAC(c, h, j) + \sum_{j=1}^J \sum_{cc=1}^{CC} CACC(cc, h, j) + \sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I CAG(i, h, j) + \sum_{j=1}^J \sum_{e=1}^E CAG(e, h, j)$$

Los valores de $BOLSAG(h)$ y $BOLSAA(h)$ son diferentes debido a que tanto los distribuidores como los comercializadores y los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho adquieren su energía a los respectivos precios medios de adquisición resultantes para estos agentes en el mercado de producción peninsular, generándose en consecuencia un desequilibrio entre los importes de ambas bolsas ($D/S(h)$) en cada SEIE, que podrá ser positivo o negativo y cuyo importe se obtiene de la forma siguiente:

$$D/S(h) = BOLSAA(h) - BOLSAG(h)$$

9. Liquidación de los grupos de producción en régimen especial.

La liquidación de la energía vertida por el generador en régimen especial que participe en el despacho de los SEIE tanto si ha elegido la opción a) como la opción b) del artículo 24.1 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, se calculará con la siguiente expresión sin perjuicio de la liquidación de tarifas reguladas, primas y complementos y tarifas establecidos en el artículo 30 del citado Real Decreto:

$$"DCRE(e, h, j) = e(e, h, j) * PREP(h) - desvio(e, h, j) * CDSV(h)"$$

10. Liquidación de los grupos generadores en régimen ordinario.

El déficit/superávit señalado en el apartado 8 será distribuido entre todos los grupos de generación en régimen ordinario del SEIE en proporción al peso relativo de sus costes de generación respecto al total de costes de generación del régimen ordinario.

$$DCRO(i,h,j) = cg(i,h,j) + D/S(i,h,j) * D/S(h)$$

siendo:

DCRO(i,h,j):	Valor a liquidar en la hora h al grupo generador en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j
cg(i,h,j):	Coste de generación en la hora h del grupo de generación en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j
D/S (i,h,j):	% de participación del grupo generador en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j en el valor del déficit/superávit del sistema extrapeninsular al que pertenece (D/S(h))

El valor de D/S (i,h,j) se obtendrá según la siguiente expresión:

$$D/S (i,h,j) = \frac{cg(i,h,j)}{\sum_{j=1}^J \sum_{i=1}^I cg(i,h,j)}$$

Siendo J los sistemas eléctricos aislados pertenecientes a un determinado SEIE.

11. Importe de la liquidación complementaria a los grupos del régimen ordinario.

Según lo establecido en el artículo 18.2 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la Comisión Nacional de Energía liquidará a cada grupo de generación en régimen ordinario la suma de los siguientes conceptos:

1.º La diferencia entre el coste de la energía adquirida por los distribuidores ubicados en los SEIE valorada al precio final horario de generación en cada SEIE (PFG(h)), y el coste de esa misma energía valorada al precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para el conjunto de distribuidores.

2.º La diferencia entre el coste de la energía adquirida por los comercializadores ubicados en los SEIE valorada al precio final horario de generación en cada SEIE (PFG(h)), y el coste de esa misma energía valorada al precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para el conjunto de comercializadores.

3.º La diferencia entre el coste de la energía adquirida por los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho ubicados en los SEIE valorada al precio final horario de generación en cada SEIE (PFG(h)), y el coste de esa misma energía valorada al precio medio final horario resultante en el mercado peninsular para los consumidores que adquieren directamente su energía en dicho mercado.

La suma de los conceptos anteriores se corresponde con el valor del desequilibrio entre costes de generación y costes de adquisición (D/S (h)) definido en el apartado 8 de este artículo, por lo que el importe a liquidar por la Comisión Nacional de Energía a cada grupo generador en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE en la hora h (COMRO(i,h,j)) será igual a su participación en el citado desequilibrio:

$$COMRO(i,h,j) = -(D/S(i,h,j) * DIS(h))$$

De la cuantía resultante de la expresión anterior se descontará el sobrecoste de generación que, en su caso, se haya liquidado previamente al generador i de acuerdo con lo establecido en el último párrafo del artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

12. Importe de la liquidación complementaria a los grupos del régimen especial.

El importe complementario por la diferencia con la tarifa regulada o por la prima, incentivo o complemento a percibir por cada grupo generador de régimen especial será

liquidado conforme a lo establecido en el artículo 30 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, y en su disposición transitoria sexta.

Artículo 13. *Compensación del efecto financiero derivado del error entre energía programada y medida.*

(Suprimido)

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 .

Artículo 15. *Información a poner a disposición del operador del mercado por el operador del sistema para la realización de las liquidaciones.*

(Suprimido)

Artículo 16. *Información a remitir por el operador del sistema a la Comisión Nacional de Energía.*

En cumplimiento de lo establecido en la letra m del artículo 5.2 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, el Operador del Sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

1.º Dentro de los 5 primeros días hábiles del mes $m+1$ el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información:

- a) Medida provisional de la energía producida por cada grupo generador del régimen especial que interviene en el despacho, en barras de central.
- b) Energía programada en barras de central adquirida por cada distribuidor.
- c) Energía programada en barras de central adquirida por cada comercializador.
- d) Energía programada en barras de central adquirida por cada consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho.

2.º En el caso de que antes de que finalice el mes $m+2$, se haya producido alguna modificación de la información señalada en el apartado anterior, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía dentro de los primeros 5 días hábiles del mes $m+3$ los nuevos valores de las magnitudes que se modifican.

3.º Tan pronto como esté disponible en su totalidad la información referida en el apartado 5.º del artículo 15 de esta orden, y siempre antes del día 30 del mes $m+10$, el operador del sistema remitirá a la Comisión Nacional de Energía la siguiente información referida a cada uno de los sistemas insulares y extrapeninsulares, y para cada hora h del mes de liquidación m :

- a) Medida definitiva de la energía producida por cada grupo generador del régimen especial que interviene en el despacho, en barras de central.
- b) Energía definitiva adquirida por cada distribuidor, en barras de central.
- c) Energía definitiva adquirida por cada comercializador, en barras de central.
- d) Energía definitiva adquirida por cada consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho, en barras de central.

Artículo 17. *Información a remitir por el operador del mercado a la Comisión Nacional de Energía para el cálculo de las liquidaciones.*

(Suprimido)

Disposición adicional primera. *Periodicidad de los cálculos y de las liquidaciones.*

1. Los costes de generación del régimen ordinario y las liquidaciones de las energías intercambiadas se calcularán por bloques horarios y se agregarán por períodos mensuales a efectos del cálculo de los derechos de cobro y obligaciones de pago resultantes de los mismos.

Las energías intercambiadas en cada mes se liquidarán el número de veces y en los plazos que se determinan en esta orden.

2. Con carácter anual se procederá a la liquidación definitiva de las energías intercambiadas a través del sistema de despacho de la generación.

Disposición adicional segunda. *Sistema de garantías de pago, de facturación, cargos y abonos.*

Las reglas del sistema de cargos, abonos y garantías que regirán en los SEIE serán aprobadas por la Secretaría General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Las garantías de los agentes se calcularán considerando su intervención conjunta en el sistema peninsular y en los sistemas extrapeninsulares e insulares.

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.

Disposición adicional tercera. *Inscripción en los registros administrativos.*

A los efectos de la inscripción en los registros administrativos correspondientes conforme a lo establecido en el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, los titulares de instalación de producción en régimen ordinario, los titulares de instalación de producción en régimen especial, los distribuidores y los comercializadores que deseen operar en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares así como los consumidores cualificados que adquieran su energía directamente a través del despacho no tendrán que adherirse a las reglas del mercado de producción de energía eléctrica, desarrolladas mediante el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica.

No obstante, estos agentes deberán contar con la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho y de cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en los SEIE. Estos requisitos serán indispensables para su inscripción definitiva en el Registro correspondiente.

El Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta del Operador del Mercado y previo informe de la Comisión Nacional de Energía, aprobará el sistema de liquidaciones y garantías de pago a presentar por los agentes.

Disposición adicional cuarta. *Tipo de interés mensual a aplicar y prima para 2006.*

(Suprimida)

Disposición adicional quinta. *Cierre de energía en los SEIE.*

A partir del 1 de julio de 2009, el cierre de la energía adquirida por los comercializadores y consumidores directos en SEIE se realizará según lo dispuesto en 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.

A tal efecto, el saldo resultante de valorar al precio del mercado diario la diferencia entre las pérdidas de transporte y distribución y las pérdidas estándares utilizadas en el

procedimiento de balance de cada sistema eléctrico aislado se valorará al precio del mercado diario y será considerado como ingreso o coste liquidable del sistema, y como tal se incluirá en las liquidaciones de las actividades reguladas.

En las liquidaciones provisionales sin cierre de medidas, el descuadre de energía de cada sistema eléctrico aislado al que se refiere el artículo 11.4 se asignará a los comercializadores y consumidores directos en proporción a los valores de energía programada remitidos por dichos agentes al operador del sistema.

Disposición transitoria primera. *Precios de combustible previsto para el primer semestre de 2006.*

Los precios del producto por tipo de combustible, prc (c,i,h,j), en cada SEIE previstos para el primer semestre de 2006, expresados en Euros/Tonelada, tomarán los valores siguientes:

	Hulla	Fuel Oil BIA 1%	Fuel Oil BIA 0,3%	Fuel Oil n.º 1	Fuel Oil 1250"	Diesel Oil	Gasoil
Baleares	58,52	299,15		297,35			529,14
Canarias		277,27	312,27			479,33	503,49
Ceuta y Melilla		308,77			306,97	461,78	570,56

Disposición transitoria segunda. *Plazo para la realización de las pruebas y valores transitorios de los parámetros a utilizar en el cálculo del combustible para las instalaciones existentes.*

(Suprimida)

Disposición transitoria tercera. *Cálculo de las liquidaciones para los meses transcurridos del año 2006 hasta la entrada en vigor de orden.*

1. Los valores y parámetros contemplados en esta orden serán de aplicación desde el 1 de enero de 2006, a los efectos del cálculo del coste de generación definido en el artículo 7 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, y, consiguientemente, de las liquidaciones a practicar por la Comisión Nacional de Energía a los generadores en virtud del artículo 18 del citado real decreto.

Desde el 1 de enero de 2006, los costes de generación serán los resultantes de la aplicación de los valores y parámetros establecidos en esta orden a los datos de efectivo funcionamiento de los grupos de generación y considerando asimismo los valores de energía suministrada tanto a clientes a tarifa como a clientes que hayan ejercido su condición de cualificados.

En las liquidaciones a practicar por el Operador del Mercado y por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a los meses del año 2006 transcurridos hasta la entrada en vigor de la presente orden, éstas se realizarán a partir de los datos facilitados al Operador del Sistema por las empresas generadoras, distribuidoras, comercializadoras de que se disponga en estos sistemas.

2. Se establece un plazo máximo de 12 meses desde la entrada en vigor de esta orden para la finalización de las liquidaciones retroactivas mensuales a las que se refiere la presente disposición transitoria.

Disposición transitoria cuarta. *Equipos de medida en puntos frontera transporte-distribución.*

(Suprimida)

Disposición transitoria quinta. *Sistema de Liquidaciones y Garantías.*

1. El Operador de Mercado dispondrá de un plazo de dos meses desde la entrada en vigor de esta orden para presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la

propuesta de reglas para el sistema de liquidaciones y garantías de pago y el contrato de adhesión a las mismas para la actuación en estos sistemas.

2. Los agentes de estos sistemas inscritos provisionalmente en el Registro correspondiente que participen en el despacho económico dispondrán de un plazo de tres meses desde la aprobación de las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago para presentar al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio la solicitud de inscripción definitiva en el registro junto la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho y de cumplir con las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en los SEIE a que se refiere la disposición adicional tercera. La no presentación por los agentes de las certificaciones en los plazos citados implicará su baja en el Registro.

Disposición derogatoria única. *Derogación normativa.*

Quedan derogadas cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente orden.

Disposición final primera. *Aplicación de la orden.*

Se autoriza a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las resoluciones precisas para la aplicación de lo dispuesto en esta orden.

Disposición final segunda. *Entrada en vigor.*

Esta orden entrará en vigor el día 10 de abril de 2006.

Madrid, 30 de marzo de 2006.

MONTILLA AGUILERA

ANEXO I

Valores de los parámetros a, b y c para los grupos de generación existentes a 31 de diciembre de 2001

Denominación	Tipo	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW2)
ALCUDIA 1	C	36.092,337	1.964,27	2,77
ALCUDIA 2	C	36.092,337	1.964,27	2,77
ALCUDIA 3	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
ALCUDIA4	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
ALCUDIA 5	C	39.925,725	1.964,27	1,62
ALCUDIA 6	C	39.925,725	1.964,27	1,62
FORMENTERA 1	TG	19.938,331	2.202,48	29,24
IBIZA 3	D	3.899,915	-865,71	826,35
IBIZA 4	D	3899,915	-865,71	826,35
IBIZA 5	D	3.465,000	1.597,28	42,00
IBIZA 6	D	3.465,000	1.597,28	42,00
IBIZA 7	D	3.465,000	1.597,28	42,00
IBIZA 8	D	3.465,000	1.597,28	42,00
IBIZA 9	D	5.647,584	1.425,34	29,24
IBIZA 10	D	5.647,584	1.425,34	29,24
IBIZA 11	D	5.647,584	1.425,34	29,24
IBIZA 12	TG	24.050,692	2.242,58	14,51
IBIZA 13	D	6.463,500	1.305,98	21,39
IBIZA 14	D	6.463,500	1.305,98	21,39
IBIZA 15	TG	19.923,222	2.172,40	40,81
IBIZA 16	D	9.556,467	1.039,20	36,41
IBIZA 17	D	9.556,467	1.039,20	36,41
MAHON 9	D	6.319,165	1.329,85	22,88
MAHON 10	D	6.319,165	1.329,85	22,88
MAHON 11	D	6.319,165	1.329,85	22,88

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
MAHON 12	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
MAHON 13	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
SAN JUAN DE DIOS 3	F	8.388,391	2.859,92	0,46
SAN JUAN DE DIOS 4	F	8.388,391	2.859,92	0,46
SAN JUAN DE DIOS 5	F	8.388,391	2.859,92	0,46
SON MOLINAS 1	TG	20.788,781	2.296,42	30,49
SON MOLINAS 4	TG	24.128,890	2.271,47	11,62
SON MOLINAS 5	TG	24.128,890	2.271,47	11,62
SON REUS 1	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
SON REUS 2	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
SON REUS 3	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
SON REUS 4	TG	31.391,054	1.773,42	11,58
SON REUS 5	TG	47.785,860	1.684,02	7,74
SON REUS 6	TG	47.785,860	1.684,02	7,74
SON REUS 7	TG	47.785,860	1.684,02	7,74

C = VAPOR CARBÓN
F = VAPOR FUEL
D = DIÉSEL
TG = TURBINA DE GAS

UNELCO GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
BCO.TIRAJANA 1	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
BCO.TIRAJANA 2	TG	29.363,286	2.225,92	1,36
BCO.TIRAJANA 3	F	21.254,082	2.159,80	0,23
BCO.TIRAJANA 4	F	21.254,082	2.159,80	0,23
JINAMAR 1	F	8.673,483	2.942,31	0,47
JINAMAR 2	D	1.286,063	2.511,43	6,13
JINAMAR 3	D	1.286,063	2.511,43	6,13
JINAMAR 4	D	1.286,083	2.511,43	6,13
JINAMAR 5	F	8.388,391	2.859,92	0,46
JINAMAR 6	F	8.388,391	2.859,92	0,46
JINAMAR 7	TG	2.3287,862	2.737,04	6,37
JINAMAR 8	F	12.991,345	2.677,03	0,19
JINAMAR 9	F	12.991,345	2.677,03	0,19
JINAMAR 10	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
JINAMAR 11	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
JINAMAR 12	D	7.613,794	1.381,90	15,25
JINAMAR 13	D	7.613,794	1.381,90	15,25
SALINAS, LAS 1	D	504,221	2.248,31	23,65
SALINAS, LAS 2	D	504,221	2.248,31	23,65
SALINAS, LAS 3	D	346,039	2.406,12	17,63
SALINAS, LAS 4	D	1.588,738	2.247,64	10,23
SALINAS, LAS 5	D	1.588,738	2.247,64	10,23
SALINAS, LAS 6	D	7.613,794	1.381,90	15,25
SALINAS, LAS 7	TG	23.439,541	2.526,18	3,36
SALINAS, LAS 8	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
PUNTA GRANDE 2	D	1.599,883	2.243,21	10,66
PUNTA GRANDE 3	D	1.599,883	2.243,21	10,66
PUNTA GRANDE 7	D	1.599,883	2.243,21	10,66
PUNTA GRANDE 9	TG	23.411,648	2.530,00	3,24
PUNTA GRANDE 11	D	3.418,403	1.606,25	14,55
PUNTA GRANDE 12	D	3.418,403	1.606,25	14,55
PUNTA GRANDE 13	D	7.613,794	1.381,90	15,25
PUNTA GRANDE 14	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
CANDELARIA 3	D	1.286,063	2.511,43	6,13
CANDELARIA 4	D	1.286,063	2.511,43	6,13
CANDELARIA 5	TG	23.254,276	2.742,84	6,13
CANDELARIA 6	D	1.286,063	2.511,43	6,13
CANDELARIA 7	F	8.388,391	2.859,92	0,46
CANDELARIA 8	F	8.388,391	2.859,92	0,46
CANDELARIA 9	F	8.388,391	2.859,92	0,46

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
CANDELARIA 10	F	8.388,391	2.859,92	0,46
CANDELARIA 11	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
CANDELARIA 12	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
GRANADILLA 1	TG	29.363,266	2.225,92	1,36
GRANADILLA 2	D	7.613,794	1.381,90	15,25
GRANADILLA 3	D	7.613,794	1.361,90	15,25
GRANADILLA 4	F	21.254.082	2.159,80	0,23
GRANADILLA 5	F	21.254.082	2.159,80	0,23
GUINCHOS, LOS 6	D	504.221	2.248,31	23,65
GUINCHOS, LOS 7	D	504.221	2.248,31	23,65
GUINCHOS, LOS 8	D	504.221	2.248,31	23,65
GUINCHOS, LOS 9	D	346.039	2.406,12	17,63
GUINCHOS, LOS 10	D	1.599.883	2.243,21	10,66
GUINCHOS, LOS 11	TG	25.849,662	2.113,22	12,27
GUINCHOS, LOS 12	D	1.599.883	2.243,21	10,66
GUINCHOS, LOS 13	D	1.203.375	2.038,81	9,45
PALMAR, EL 5	D	104,773	2.697,39	194,85
PALMAR, EL 11	D	104,773	2.697,39	194,85
PALMAR, EL 12	D	373,116	1.991,54	240,66
PALMAR, EL 13	D	399,908	1.895,46	186,52
PALMAR, EL 14	D	399,908	1.895,46	186,52
PALMAR, EL 15	D	630,189	1.780,00	88,06
PALMAR, EL 16	D	630,189	1.780,00	88,06
PALMAR, EL 17	D	865,969	1.678,83	81,52
PALMAR, EL 18	D	865,969	1.678,83	81,52
LLANOS BLANCOS 1	D	347,817	2.189,28	57,43
LLANOS BLANCOS 9	D	104,773	2.697,39	194,85
LLANOS BLANCOS 11	D	413,312	1.778,65	174,99
LLANOS BLANCOS 12	D	693,677	1.762,03	127,38
LLANOS BLANCOS 13	D	693,677	1.762,03	127,38
LLANOS BLANCOS 14	D	622,562	1.765,84	72,60
LLANOS BLANCOS 15	D	622,562	1.765,84	72,60
EL MULATO	H			

F = VAPOR FUEL
D = DIÉSEL
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRÁULICA

ENDESA GENERACIÓN, S.A. (DIVISIÓN CEUTA Y MELILLA)

Denominación	Tipo	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
MELILLA 5	D	1.213,643	2.232,14	19,52
MELILLA 6	D	1.213,643	2.232,14	19,52
MELILLA 7	D	3.899,915	-865,71	826,35
MELILLA 8	D	3.899,915	-865,71	826,35
MELILLA 9	TG	19.938,331	2.202,48	29,24
MELILLA 10	D	1.286,063	2.511,43	6,13
MELILLA G. Electrógenos (*)	D	2.060,900	0,00	0,00
CEUTA 1	D	1.213,643	2.232,14	19,52
CEUTA 2	D	1.213,643	2.232,14	19,52
CEUTA 5	D	3.899,915	-865,71	826,35
CEUTA 6	D	1.213,643	2.232,14	19,52
CEUTA 7	D	1.588,738	2.247,64	10,23
CEUTA 8	D	1.286,063	2.511,43	6,13
CEUTA 9	D	1.203,375	2.038,81	9,45

(*) Los datos contemplados en la tabla corresponden a un único grupo electrógeno de 1 MW de potencia.

D = DIÉSEL
TG =TURBINA DE GAS

ANEXO II

Valores de los parámetros a, b y c para los grupos de generación con entrada en explotación desde el 1 de enero de 2002

Tecnología	Potencia (MW)	Parámetros curva consumos por funcionamiento		
		a (te/h)	b (te/h.MW)	c (te/h.MW ²)
Grupos Diesel - 4T	<5	865,969	1.678,83	81,52
Grupos Diesel - 4T	5-14	1.286,063	2.511,43	6,13
Grupos Diesel - 4T	14-24	9.556,467	1.039,20	36,11
Grupos Diesel - 2T	>=24	7.613,794	1.381,90	15,25
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	9.16/,142	2.154,04	1,59
Turbinas de gas heavy duty	20-50	31.391,054	1.773,42	11,58
Turbinas de gas heavy duty	>50	60.436,761	1.925,54	0,53
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		118.213,531	-390,57	11,18
Funcionamiento 2 TG+1 TV		239.683,594	-440,63	5,76
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		43.062,180	1.188,46	3,97
Funcionamiento 2 TG+1 TV		87.203,239	1.193,07	1,98
Funcionamiento 3 TG+1 TV		131.932,884	1.188,19	1,34

ANEXO III

Valores de los parámetros a, b y d para los grupos de generación existentes a 31 de diciembre de 2001

GESA GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Curva coste arranque (consumos)		Valor del parámetro d (euros/arranque)
		a (te)	b (horas)	
ALCUDIA 1	C	1.105.780,00	3,21123	14.850,000
ALCUDIA 2	C	1.105.780,00	3,21123	14.850,000
ALCUDIA 3	TG	10.094,78	0,21715	3.388,822
ALCUDIA 4	TG	10.094,78	0,21715	3.388,822
ALCUDIA 5	C	1.256.007,40	8,67612	14.850,000
ALCUDIA 6	C	1.256.007,40	8,67612	14.850,000
FORMENTERA 1	TG	13.850,36	0,21715	3.388,822
IBIZA 3	D2	12.968,45	1,85009	198,592
IBIZA 4	D2	12.968,45	1,85009	198,592
IBIZA 5	D2	18.239,15	1,37324	198,592
IBIZA 6	D2	18.239,15	1,37324	198,592
IBIZA 7	D2	18.239,15	1,37324	198,592
IBIZA 8	D2	18.239,15	1,37324	198,592
IBIZA 9	D2	60.251,10	10,99709	99,296
IBIZA 10	D2	60.251,10	10,99709	99,296
IBIZA 11	D2	60.251,10	10,99709	99,296
IBIZA 12	TG	12.293,68	0,21715	3.388,822
IBIZA 13	D2	50.988,67	8,38551	99,296
IBIZA 14	D2	50.988,67	8,38551	99,296
IBIZA 15	TG	13.850,36	0,21715	3.388,822
IBIZA 16	D4	57.689,14	6,74387	163,820
IBIZA 17	D4	57.689,14	6,74387	163,820
MAHON 9	D2	50.988,67	8,38551	99,296
MAHON 10	D2	50.988,67	8,38551	99,296
MAHON 11	D2	50.988,67	8,38551	99,296
MAHON 12	TG	10.094,78	0,21715	3.388,822
MAHON 13	TG	10.094,78	0,21715	3.388,822
SAN JUAN DE DIOS 3	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
SAN JUAN DE DIOS 4	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
SAN JUAN DE DIOS 5	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
SON MOLINAS 1	TG	13.850,36	0,21715	3.388,822

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Curva coste arranque (consumos)		Valor del parámetro d (euros/arranque)
		a (te)	b (horas)	
SON MOLINAS 4	TG	12.293,68	0,21715	3.388, 822
SON MOLINAS 5	TG	12.293,68	0,21715	3.388, 822
SON REUS 1	TG	10.094,78	0,21715	3.388, 822
SON REUS 2	TG	10.094,78	0,21715	3.388, 822
SON REUS 3	TG	10.094,78	0,21715	3.388, 822
SON REUS 4	TG	10.094,78	0,21715	3.388, 822
SON REUS 5	TG	18.306,00	0,21715	9.970, 012
SON REUS 6	TG	18.306,00	0,21715	9.970, 012
SON REUS 7	TG	18.306,00	0,21715	9.970, 012

C = VAPOR CARBÓN
F = VAPOR FUEL
D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS
D4 = DIÉSEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS

UNELCO GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Curva coste arranque (consumos)		Valor del parámetro d (euros/arranque)
		a (te)	b (horas)	
BCO.TIRAJANA 1	TG	10.150,00	0,21715	3.576.957
BCO.TIRAJANA 2	TG	10.150,00	0,21715	3.579,057
BCO.TIRAJANA 3	F	357.255,00	7,21595	11.117, 000
BCO.TIRAJANA 4	F	357.255,00	7,21595	11.117,000
JINAMAR 1	F	99.000,28	15,66098	5.676,000
JINAMAR 2	D2	15.142,71	2,88669	118,162
JINAMAR 3	D2	15.142,71	2,88669	118,162
JINAMAR 4	D2	15.142,71	2,88669	118,162
JINAMAR 5	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
JINAMAR 6	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
JINAMAR 7	TG	12.180,00	0,21715	3.576,957
JINAMAR 8	F	269.052,81	17,43684	10.264,000
JINAMAR 9	F	269.052,81	17,43684	10.264,000
JINAMAR 10	TG	10.150,00	0,21715	3.576,957
JINAMAR 11	TG	10.150,00	0,21715	3.576,957
JINAMAR 12	D2	79.576,42	5,53611	188,353
JINAMAR 13	D2	79.576,42	5,53611	188,253
SALINAS, LAS 1	D4	9.675,39	6,04355	65,211
SALINAS, LAS 2	D4	9.675,39	6,04355	65,211
SALINAS, LAS 3	D4	11.287,89	6,04425	144,902
SALINAS, LAS 4	04	16.842,61	6,04405	144,502
SALINAS, LAS 5	04	16.842,61	6,04405	144,902
SALINAS, LAS 6	D2	79.576,42	5,53611	188,353
SALINAS, LAS 7	TG	14.210,00	0,21715	3.578,957
SALINAS, LAS 8	TG	10.150,00	0,21715	3.576,057
PUNTA GRANDE 2	D4	16.842,61	6,04405	144,902
PUNTA GRANDE 3	D4	16.842,61	6,04405	144,902
PUNTA GRANDE 7	D4	16.842,61	6,04405	144,902
PUNTA GRANDE 9	TG	14.210,00	0,21715	3.576.957
PUNTA GRANDE 11	D2	51.392,07	5,53583	118,162
PUNTA GRANDE 12	D2	51.392,07	5,53583	118,162
PUNTA GRANDE 13	D2	79.576,42	5,53611	188,353
PUNTA GRANDE 14	TG	10.150,00	0,21715	3.576.957
CANDELARIA 3	D2	15.142,71	2,88669	118,162
CANDELARIA 4	D2	15.142,71	2,88669	118,162
CANDELARIA 5	TG	14.210,00	0,21715	3.576,957
CANDELARIA 6	D2	15.142,71	2,88669	118,162
CANDELARIA 7	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
CANDELARIA 8	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
CANDELARIA 9	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
CANDELARIA 10	F	199.254,56	18,71790	8.356,000
CANDELARIA 11	TG	10.150,00	0,21715	3.576,957
CANDELARIA 12	TG	10.150,00	0,21715	3.576,957
GRANADILLA 1	TG	13.150,00	0,21715	3.576,957
GRANADILLA 2	D2	79.576,42	5,53611	188,353

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Curva coste arranque (consumos)		Valor del parámetro d (euros/arranque)
		a (te)	b (horas)	
GRANADILLA 3	D2	79.576,42	5,53611	188,353
GRANADILLA 4	F	357.255,00	7,21595	11.117,000
GRANADILLA 5	F	357.255,00	7,21595	11.117,000
GUINCHOS, LOS 6	D4	9.675,39	6,04355	65,211
GUINCHOS, LOS 7	D4	9.675,39	6,04355	65,211
GUINCHOS, LOS 8	D4	9.675,39	6,04355	65,211
GUINCHOS, LOS 9	D4	11.287,89	6,04425	144,902
GUINCHOS, LOS 10	D4	16.842,61	6,04405	144,902
GUINCHOS, LOS 11	TG	10.150,00	0,21715	3.576,957
GUINCHOS, LOS 12	D4	16.842,61	6,04405	144,902
GUINCHOS, LOS 13	D4	53.446,37	5,52231	144,902
PALMAR, EL 5	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 11	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 12	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 13	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 14	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 15	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 16	D4	5.075,00	1,44790	65,711
PALMAR, EL 17	D4	5.075,00	1,44290	65,211
PALMAR, EL 18	D4	5.075,00	1,44290	65,211
LLANOS BLANCOS 1	04	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 9	D4	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 11	D4	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 12	D4	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 13	D4	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 14	D4	2.791,00	1,44307	65,211
LLANOS BLANCOS 15	D4	2.791,00	1,44307	65,211
EL MULATO	H			-

F = VAPOR FUEL
D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS
D4 = DIÉSEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRÁULICA

ENDESA GENERACIÓN, S.A. (DIVISIÓN CEUTA Y MELILLA)

Denominación	Tipo	Curva coste arranque (consumos)		Valor del parámetro d (euros/arranque)
		a (te)	b (horas)	
MELILLA 5	D4	14.065,26	6,04419	144,902
MELILLA 6	D4	14.065,26	6,04419	144,902
MELILLA 7	D2	12.968,45	1,85009	236,324
MELILLA 8	D2	12.968,45	1,85009	236,324
MELILLA 9	TG	13.850,36	0,21715	3.576,957
MELILLA 10	D4	15.142,71	2,88669	144,902
MELILLA G. Electrógenos (*)	D4	2.791,00	1,44307	65,211
CEUTA 1	D4	14.065,26	6,04419	144,902
CEUTA 2	D4	14.065,26	6,04419	144,902
CEUTA 5	D2	12.968,45	1,85009	236,324
CEUTA 6	D4	14.065,26	6,04419	144,902
CEUTA 7	D4	16.842,61	6,04405	144,902
CEUTA 8	D4	15.138,95	2,88669	144,902
CEUTA 9	D4	58.446,37	5,52231	144,902

(*) Los datos contemplados en la tabla corresponden a un único grupo electrógeno de 1 MW de potencia.

D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS
D4 = DIÉSEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS

ANEXO IV

Valores de los parámetros a, b y d para los grupos de generación con entrada en explotación desde el 1 de enero de 2002

BALEARES

Tecnología	Potencia (MW)	Parámetros asociados al coste por arranques		
		a (te)	b (horas)	d (euros/Arr.)
Grupos Diesel - 4T	<5	N/A	N/A	N/A
Grupos Diesel - 4T	5-14	N/A	N/A	N/A
Grupos Diesel - 4T	14-24	57.689,14	6,74387	170,37
Grupos Diesel - 2T	>=24	79.576,42	5,53611	169,23
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	8.120,00	0,21715	700,51
Turbinas de gas heavy duty	20-50	10.094,78	0,21715	3.524,38
Turbinas de gas heavy duty	>50	49.877,10	0,72135	10.368,81
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		281.985,03	0,55379	25.922,03
Funcionamiento 2 TG+1 TV		410.809,81	0,60483	25.922,03
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		176.511,00	0,54568	30.204,30
Funcionamiento 2 TG+1 TV		298.551,00	0,56189	30.204,30
Funcionamiento 3 TG+1 TV		420.591,00	0,60483	30.204,30

CANARIAS

Tecnología	Potencia (MW)	Parámetros asociados al coste por arranques		
		a (te)	b (horas)	d (euros/Arr.)
Grupos Diesel - 4T	<5	5.075,00	1,44290	67,82
Grupos Diesel - 4T	5-14	15.172,71	2,88669	150,70
Grupos Diesel - 4T	14-24	57.689,14	6,74387	192,80
Grupos Diesel - 2T	>=24	79.576,42	5,53611	195,89
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	8.120,00	0,21715	763,42
Turbinas de gas heavy duty	20-50	10.094,78	0,21715	3.720,04
Turbinas de gas heavy duty	>50	49.877,10	0,72135	12.296,86
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		281.985,03	0,55379	30.847,22
Funcionamiento 2 TG+1 TV		410.809,81	0,60483	30.847,22
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250			
Funcionamiento 1 TG+1 TV		176.511,00	0,54568	35.943,11
Funcionamiento 2 TG+1 TV		298.551,00	0,56189	35.943,11
Funcionamiento 3 TG+1 TV		420.591,00	0,60483	35.943,11

CEUTA Y MELILLA

Tecnología	Potencia (MW)	Parámetros asociados al coste por arranques		
		a (te)	b (horas)	d (euros/Arr.)
Grupos Diesel - 4T	<5	5.075,00	1,44290	67,82
Grupos Diesel - 4T	5-14	15.172,71	2,88669	150,70
Grupos Diesel - 4T	14-24	57.689,14	6,74387	192,80
Grupos Diesel - 2T	>=24	N/A	N/A	N/A
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	8.120,00	0,21715	763,42
Turbinas de gas heavy duty	20-50	N/A	N/A	N/A
Turbinas de gas heavy duty	>50	N/A	N/A	N/A
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250	N/A	N/A	N/A
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250	N/A	N/A	N/A

ANEXO V

Valores de los parámetros a"y b" para los grupos de generación existentes a 31 de diciembre de 2001

CESA GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Costes O&M por funcionamiento	
		a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
ALCUDIA 1	C	172,800	6,63%
ALCUDIA 2	C	172,800	6,63%
ALCUDIA 3	TG	215,445	1,50%
ALCUDIA 4	TG	215,445	1,50%
ALCUDIA 5	C	172,800	6,63%
ALCUDIA 6	C	172,800	6,63%
FORMENTERA 1	TG	215,445	1,50%
IBIZA 3	D2	99,296	5,35%
IBIZA 4	D2	99,296	5,35%
IBIZA 5	D2	99,296	5,35%
IBIZA 6	D2	99,296	5,35%
IBIZA 7	D2	99,296	5,35%
IBIZA 8	D2	99,296	5,35%
IBIZA 9	D2	49,648	5,35%
IBIZA 10	D2	49,648	5,35%
IBIZA 11	D2	49,648	5,35%
IBIZA 12	TG	215,445	1,50%
IBIZA 13	D2	49,648	5,35%
IBIZA 14	D2	49,648	5,35%
IBIZA 15	TG	215,445	1,50%
IBIZA 16	D4	81,910	11,18%
IBIZA 17	D4	81,910	11,18%
MAHON 9	D2	49,648	5,35%
MAHON 10	D2	49,648	5,35%
MAHON 11	D2	49,648	5,35%
MAHON 12	TG	215,445	1,50%
MAHON 13	TG	215,445	1,50%
SAN JUAN DE DIOS 3	F	101,000	1,72%
SAN JUAN DE DIOS 4	F	101,000	1,72%
SAN JUAN DE DIOS 5	F	101,000	1,72%
SON MOLINAS 1	TG	215,445	1,50%
SON MOLINAS 4	TG	215,445	1,50%
SON MOLINAS 5	TG	215,445	1,50%
SON REUS 1	TG	215,445	1,50%
SON REUS 2	TG	215,445	1,50%
SON REUS 3	TG	215,445	1,50%
SON REUS 4	TG	215,445	1,50%
SON REUS 5	TG	672,061	1,50%
SON REUS 6	TG	672,061	1,50%
SON REUS 7	TG	672,061	1,50%

C = VAPOR CARBÓN

F =VAPOR FUEL

D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS

D4 = DIÉSEL 4 TIEMPOS

TG = TURBINA DE GAS

UNELCO GENERACIÓN, S. A.

Denominación	Tipo	Costes O&M por funcionamiento	
		a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
BCO.TIRAJANA 1	TG	230,166	1,50%
BCO.TIRAJANA 2	TG	230,106	1,50%
BCO.TIRAJANA 3	F	135,000	1,72%

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Costes O&M por funcionamiento	
		a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
BCO.TIRAJANA 4	F	135,000	1,12%
JINAMAR 1	F	76,000	1,72%
JINAMAR 2	D2	59,081	4,90%
JINAMAR 3	D2	59,081	4,90%
JINAMAR 4	D2	59,081	4,90%
JINAMAR 5	F	101,000	1,72%
JINAMAR 6	F	101,000	1,72%
JINAMAR 7	TG	230,166	1,50%
JINAMAR 8	F	115,000	1,72%
JINAMAR 9	F	115,000	1,72%
JINAMAR 10	TG	230,166	1,50%
JINAMAR 11	TG	230,166	1,50%
JINAMAR 12	D2	94,177	4,90%
JINAMAR 13	D2	94,177	4,90%
SALINAS, LAS 1	D4	32,606	10,18%
SALINAS, LAS 2	D4	32,606	10,18%
SALINAS, LAS 3	D4	72,451	10,18%
SALINAS, LAS 4	D4	72,451	10,18%
SALINAS, LAS 5	D4	72,451	10,18%
SALINAS, LAS 6	D2	94,177	4,90%
SALINAS, LAS 7	TG	230,166	1,50%
SALINAS, LAS 8	TG	230,166	1,50%
PUNTA GRANDE 2	D4	72,451	10,18%
PUNTA GRANDE 3	D4	72,451	10,18%
PUNTA GRANDE 7	D4	72,451	10,18%
PUNTA GRANDE 9	TG	230,166	1,50%
PUNTA GRANDE 11	D2	59,081	4,90%
PUNTA GRANDE 12	D2	59,081	4,90%
PUNTA GRANDE 13	D2	94,177	4,90%
PUNTA GRANDE 14	TG	230,166	1,50%
CANDELARIA 3	D2	59,081	4,90%
CANDELARIA 4	D2	59,081	4,90%
CANDELARIA 5	TG	230,166	1,50%
CANDELARIA 6	D2	59,081	4,90%
CANDELARIA 7	F	101,000	1,72%
CANDELARIA 8	F	101,000	1,72%
CANDELARIA 9	F	101,000	1,72%
CANDELARIA 10	F	101,000	1,72%
CANDELARIA 11	TG	230,166	1,50%
CANDELARIA 12	TG	230,166	1,50%
GRANADILLA 1	TG	230,166	1,50%
GRANADILLA 2	D2	94,177	4,90%
GRANADILLA 3	D2	94,177	4,90%
GRANADILLA 4	F	135,000	1,72%
GRANADILLA 5	F	135,000	1,72%
GUINCHOS, LOS 6	D4	32,606	10,18%
GUINCHOS, LOS 7	D4	32,606	10,18%
GUINCHOS, LOS 8	D4	32,606	10,18%
GUINCHOS, LOS 9	D4	72,451	10,18%
GUINCHOS, LOS 10	D4	72,451	10,18%
GUINCHOS, LOS 11	TG	230,166	1,50%
GUINCHOS, LOS 12	D4	72,451	10,18%
GUINCHOS, LOS 13	D4	72,451	10,18%
PALMAR, EL 5	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 11	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 12	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 13	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 14	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 15	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 16	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 17	D4	32,606	10,18%
PALMAR, EL 18	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 1	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 9	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 11	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 12	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 13	D4	32,606	10,18%
LLANOS BLANCOS 14	D4	32,606	10,18%

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Costes O&M por funcionamiento	
		a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
LLANOS BLANCOS 15	D4	32,606	10,18%
EL MULATO	H	-	

F = VAPOR FUEL
D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS
D4= DIÉSEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRÁULICA

ENDESA GENERACIÓN, S. A. (DIVISIÓN CEUTA Y MELILLA)

Denominación	Tipo	Costes O&M por funcionamiento	
		a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
MELILLA 5	D4	72,451	10,91%
MELILLA 6	D4	72,451	10,91%
MELILLA 7	D2	118,162	5,15%
MELILLA 8	D2	118,162	5,15%
MELILLA 9	TG	230,166	1,50%
MELILLA 10	D4	72,451	10,91%
MELILLA G. Electrógenos (*)	D4	32,606	10,91%
CEUTA 1	D4	72,451	10,91%
CEUTA 2	D4	72,451	10,91%
CEUTA 5	D2	118,162	5,15%
CEUTA 6	D4	72,451	10,91%
CEUTA 7	D4	72,451	10,91%
CEUTA 8	D4	72,451	10,91%
CEUTA 9	D4	72,451	10,91%

(*) Los datos contemplados en la tabla corresponden a un único grupo electrógeno de 1 MW de potencia.

D2 = DIÉSEL 2 TIEMPOS
D4 = DIÉSEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS

ANEXO VI

Valores de los parámetros a y b para los grupos de generación con entrada en explotación desde el 1 de enero de 2002

BALEARES

Tecnología	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles		
	Potencia (MW)	a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
Grupos Diesel - 4T	<5	N/A	N/A
Grupos Diesel - 4T	5-14	N/A	N/A
Grupos Diesel - 4T	14-24	85,186	11,18%
Grupos Diesel - 2T	>=24	84,615	5,35%
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	143,194	1,50%
Turbinas de gas heavy duty	20-50	224,063	1,50%
Turbinas de gas heavy duty	>50	698,944	1,50%
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250	1.747,360	2,52%
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250	1.510,215	2,52%

CANARIAS

Tecnología	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles		
	Potencia (MW)	a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
Grupos Diesel - 4T	<5	33,910	10,18%
Grupos Diesel - 4T	5-14	75,349	10,18%

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Tecnología	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles		
	Potencia (MW)	a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
Grupos Diesel - 4T	14-24	96,400	10,18%
Grupos Diesel - 2T	>=24	97,944	4,90%
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	156,032	1,50%
Turbinas de gas heavy duty	20-50	239,372	1,50%
Turbinas de gas heavy duty	>50	828,910	1,50%
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250	2.079,358	2,37%
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250	1.797,156	2,37%

CEUTA Y MELILLA

Tecnología	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles		
	Potencia (MW)	a"(euros/h.func.)	b"(porcentaje)
Grupos Diesel - 4T	<5	33,910	10,91%
Grupos Diesel - 4T	5-14	75,349	10,91%
Grupos Diesel - 4T	14-24	96,400	10,91%
Grupos Diesel - 2T	>=24	N/A	N/A
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	156,032	1,50%
Turbinas de gas heavy duty	20-50	N/A	N/A
Turbinas de gas heavy duty	>50	N/A	N/A
Ciclo combinado configuración 2x1	200-250	N/A	N/A
Ciclo combinado configuración 3x1	200-250	N/A	N/A

ANEXO VII

Valores del parámetro cc_{rc} (i,j) para los grupos de generación existentes a 31 de diciembre de 2001

GESA GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Consumo de combustible en reserva caliente (te/h) - $cc_{rc}(i,j)$ -	
		Fuel oil	Gas oil
ALCUDIA 1	C	34.789	6.049
ALCUDIA 2	C	34.789	6.049
ALCUDIA 3	TG	-	-
ALCUDIA 4	TG	-	-
ALCUDIA 5	C	37.438	3.224
ALCUDIA 6	C	37.438	3.224
FORMENTERA 1	TG	-	-
IBIZA 3	D	-	-
IBIZA 4	D	-	-
IBIZA 5	D	-	-
IBIZA 6	D	-	-
IBIZA 7	D	-	-
IBIZA 8	D	-	-
IBIZA 9	D	-	-
IBIZA 10	D	-	-
IBIZA 11	D	-	-
IBIZA 12	TG	-	-
IBIZA 13	D	-	-
IBIZA 14	D	-	-
IBIZA 15	TG	-	-
IBIZA 16	D	-	-
IBIZA 17	D	-	-
MAHON 9	D	-	-
MAHON 10	D	-	-
MAHON 11	D	-	-
MAHON 12	TG	-	-
MAHON 13	TG	-	-
SAN JUAN DE DIOS 3	F	-	-
SAN JUAN DE DIOS 4	F	-	-
SAN JUAN DE DIOS 5	F	-	-
SON MOLINAS 1	TG	-	-

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Consumo de combustible en reserva caliente (te/h) -cc _{rc} (i,j)-	
		Fuel oil	Gas oil
SON MOLINAS 4	TG	-	-
SON MOLINAS 5	TG	-	-
SON REUS 1	TG	-	-
SON REUS 2	TG	-	-
SON REUS 3	TG	-	-
SON REUS 4	TG	-	-
SON REUS 5	TG	-	-
SON REUS 6	TG	-	-
SON REUS 7	TG	-	-

C = VAPOR CARBÓN
F = VAPOR FUEL
D = DIÉSEL
TG = TURBINA DE GAS

UNELCO GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Consumo de combustible en reserva caliente (te/h) -cc _{rc} (i,j)-	
		Fuel oil	Gas oil
BCO.TIRAJANA 1	TG	-	-
BCO.TIRAJANA 2	TG	-	-
BCO.TIRAJANA 3	F	22.542	2.031
BCO.TIRAJANA 4	F	22.512	2.031
JINAMAR 1	F	16.819	1.516
JINAMAR 2	D	-	-
JINAMAR 3	D	-	-
JINAMAR 4	D	-	-
JINAMAR 5	F	12.069	1.088
JINAMAR 6	F	12.069	1.088
JINAMAR 7	TG	-	-
JINAMAR 8	F	17.761	1.600
JINAMAR 9	F	17.761	1.600
JINAMAR 10	TG	-	-
JINAMAR 11	TG	-	-
JINAMAR 12	D	-	-
JINAMAR 13	D	-	-
SALINAS, LAS 1	D	-	-
SALINAS, LAS 2	D	-	-
SALINAS, LAS 3	D	-	-
SALINAS, LAS 4	D	-	-
SALINAS, LAS 5	D	-	-
SALINAS, LAS 6	D	-	-
SALINAS, LAS 7	TG	-	-
SALINAS, LAS 8	TG	-	-
PUNTA GRANDE 2	D	-	-
PUNTA GRANDE 3	D	-	-
PUNTA GRANDE 7	D	-	-
PUNTA GRANDE 9	TG	-	-
PUNTA GRANDE 11	D	-	-
PUNTA GRANDE 12	D	-	-
PUNTA GRANDE 13	D	-	-
PUNTA GRANDE 14	TG	-	-
CANDELARIA 3	D	-	-
CANDELARIA 4	D	-	-
CANDELARIA 5	TG	-	-
CANDELARIA 6	D	-	-
CANDELARIA 7	F	10.003	901
CANDELARIA 8	F	10.003	901
CANDELARIA 9	F	10.003	901
CANDELARIA 10	F	10.003	901
CANDELARIA 11	TG	-	-
CANDELARIA 12	TG	-	-
GRANADILLA 1	TG	-	-
GRANADILLA 2	D	-	-
GRANADILLA 3	D	-	-

BOLETÍN OFICIAL DEL ESTADO
LEGISLACIÓN CONSOLIDADA

Denominación	Tipo	Consumo de combustible en reserva caliente (te/h) -cc _{re} (i,j)-	
		Fuel oil	Gas oil
GRANADILLA 4	F	22.542	2.031
GRANADILLA 5	F	22.542	2.031
GUINCHOS, LOS 6	D	-	-
GUINCHOS, LOS 7	D	-	-
GUINCHOS, LOS 8	D	-	-
GUINCHOS, LOS 9	D	-	-
GUINCHOS, LOS 10	D	-	-
GUINCHOS, LOS 11	TG	-	-
GUINCHOS, LOS 12	D	-	-
GUINCHOS, LOS 13	D	-	-
PALMAR, EL 5	D	-	-
PALMAR, EL 11	D	-	-
PALMAR, EL 12	D	-	-
PALMAR, EL 13	D	-	-
PALMAR, EL 14	D	-	-
PALMAR, EL 15	D	-	-
PALMAR, EL 16	D	-	-
PALMAR, EL 17	D	-	-
PALMAR, EL 18	D	-	-
LLANOS BLANCOS 1	D	-	-
LLANOS BLANCOS 9	D	-	-
LLANOS BLANCOS 11	D	-	-
LLANOS BLANCOS 12	D	-	-
LLANOS BLANCOS 13	D	-	-
LLANOS BLANCOS 14	D	-	-
LLANOS BLANCOS 15	D	-	-
EL MULATO	H	-	-

F = VAPOR FUEL
D = DIÉSEL
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRAULICA

Este texto consolidado no tiene valor jurídico.