

All.4 Requisitos relativos a la puntualidad de la facturación

a) El operador asegurará la puntualidad de la emisión de la factura a través de un seguimiento exhaustivo del cumplimiento de los calendarios establecidos mediante un sistema de control de procesos diarios y cíclicos y otro sistema de control de la calidad de las salidas de facturación que permita evidenciar los incumplimientos y sus consecuencias de manera inmediata para tratar de evitarlos.

El porcentaje de facturas emitidas con retraso respecto al total de facturas emitidas constituye un indicador de la fiabilidad de la facturación.

b) A menos que las tarifas generales publicadas o las previamente acordadas contengan cláusulas alternativas, cualquier evento susceptible de cargo cuyos detalles no estén disponibles cuando se está preparando la factura –por ejemplo, por ser objeto de algún tipo de rechazo o por ser necesario disponer de datos facilitados por otro de otro operador– deberá ser incluido en una factura que se emita no más tarde del cuarto mes posterior a la fecha de ocurrencia de dicho evento.

La inclusión de un evento susceptible de cargo más allá de los plazos anteriores, requerirá su comunicación expresa al usuario y su contabilización como factura que contiene algún concepto facturado con retraso.

All.5 Requisitos relativos a la fiabilidad de la facturación:

a) Los operadores deberán medir de forma sistemática la fiabilidad de la facturación, al menos, en base a los siguientes indicadores:

a.1) Número de casos de utilización de un servicio que resulten en eventos con déficit de cargo o no cargados, sobre el total de eventos susceptibles de cargo.

a.2) Número de casos de utilización de un servicio que resulten en eventos con sobrecargo, sobre el total de eventos susceptibles de cargo.

a.3) Suma de los importes de los errores en los eventos con déficit de cargo o no cargados, como un porcentaje sobre el importe de todos los eventos susceptibles de cargo.

a.4) Suma de los importes de los errores en los eventos con sobrecargo, como un porcentaje sobre el importe de todos los eventos susceptibles de cargo.

a.5) Número de facturas que contienen algún concepto facturado con retraso respecto de la fecha comprometida, como un porcentaje sobre el total de facturas expedidas.

a.6) Número de facturas emitidas con retraso respecto de la fecha comprometida, como un porcentaje sobre el total de facturas expedidas.

b) Los operadores deberán fijarse objetivos para estos indicadores y revisarlos periódicamente en función de los resultados que vaya obteniendo en coherencia con la implantación del ciclo de mejora continua.

c) Se considera que los siguientes valores de los indicadores se corresponden con unas garantías razonables de fiabilidad de la facturación.

Indicador	Valor
Eventos cargados con déficit de cargo o no cargados	< 0.01% (1:10K)
Eventos con sobrecargo	< 0.002% (1:50K)
Valor con déficit de cargo o no cargado	< 0.05% (1:2K)
Valor con sobrecargo	< 0.002% (1:50K)
Facturas que tienen algún concepto retrasado	< 2%
Facturas emitidas con retraso	< 1,5%

Tabla 1: Valores de referencia de los indicadores de fiabilidad de la facturación.

Nota: Se considerará que existe un déficit de cargo o un sobrecargo, cuando la diferencia entre el valor real y el efectivamente cargado sea superior a la media centésima de euro.

All.6 Facturas con participación de varios operadores

a) Cuando algunas funciones de un determinado sistema global de facturación de un operador sean realizadas por otro operador, el cumplimiento de los indicadores de fiabilidad descritos en el apartado anterior se distribuirán equitativamente entre cada operador en función de su actividad. Dichas distribuciones equitativas se establecerán de forma contractual entre los operadores y tendrán carácter vinculante.

b) Si el operador, receptor responsable de la facturación, detecta evidencias de que la información facilitada por otro operador contiene errores, si éstos no se corrigen, serán contabilizados por el operador receptor a efectos de los indicadores de fiabilidad descritos en el apartado anterior.

5807 *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.*

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 mer-

cado 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:

CAPITULO 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.

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:

1ª 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.

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

- a) 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.
- b) En el cálculo de llenado de la curva de demanda, la generación prevista de régimen especial se colocará en base, sin consideración de coste.

2ª 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:

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

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

$P_{disponible}(i,h,j)$: 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 $P_{disponible}(i,h,j)$ 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.

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

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:

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

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 $e_c(i,h,j)$ y $e_d(i,h,j)$, 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:

$$C_{om}(i,h,j) = a''(i) + b''(i) * C_{run}(i,h,j)$$

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 ($C_{run}(i,h,j)$).

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:

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

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. Para la determinación de los parámetros utilizados para el cálculo de los componentes del coste variable de los grupos del régimen ordinario, la Dirección General de Política Energética y Minas aprobará, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, los valores de los parámetros definidos en el apartado anterior para calcular el coste variable de funcionamiento (a , b , c), el coste de arranque (a' , b' y d), el coste variable de operación y mantenimiento por funcionamiento (a'' y b'') y el consumo de combustible utilizado por el grupo en situación de reserva caliente cc_{re} y el coste de la banda de la banda de regulación a''' .

Estos parámetros se fijaran diferenciados por tecnologías y tamaños para los distintos grupos. Los parámetros d y a'' se actualizarán anualmente con el IPC previsto en la tarifa menos 100 puntos básicos.

A estos efectos, las empresas propietarias de los grupos deberán realizar las pruebas correspondientes, previa comunicación y en presencia del Operador del Sistema y las remitirán a la Dirección General de Política Energética y Minas. Las pruebas de rendimiento, para la determinación de los parámetros aplicables a los costes de arranque y costes de operación y mantenimiento, responderán a un procedimiento único, por tipo de tecnología, 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. El plazo para la realización de las pruebas será de seis meses contados a partir de la fecha de puesta en servicio del grupo.

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

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 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 nº 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 nº 1 (2,7% azufre), se establecerá por composición porcentual en peso de la media aritmética de las cotizaciones altas de Gasoil 0,2 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 0,2 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, será igual a la media aritmética de las cotizaciones altas de Gasoil 0,2 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 nº 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 tomarán los siguientes valores en euros/Tm en función de los combustibles y zonas geográficas:

		Fuel Oil	Fuel Oil	Fuel Oil	Fuel Oil	Diesel	
	Hulla	BIA 1%	BIA 0,3%	nº 1	1250''	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.

5. 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.

CAPITULO 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 el Operador del Mercado utilizará la siguiente información relativa a costes, precios y energías:

- 1º. 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.
- 2º. Precio final horario de generación en cada sistema extrapeninsular (PFG (h)) calculado conforme a lo establecido en punto noveno apartado 9.2.
- 3º. Precio medio final horario de adquisición de la energía para los distribuidores en el mercado de producción peninsular (PMDP(h)).
- 4º. Precio medio final horario de adquisición de energía para los comercializadores en el mercado de producción peninsular (PMCP(h)).
- 5º. Precio medio final horario de adquisición de energía para los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho (PMCCP(h)).
- 6º. 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. El operador del mercado calculará y publicará los valores del precio final horario de generación de cada sistema eléctrico aislado de cada SEIE y el precio final horario de generación de cada

SEIE a partir de la información proporcionada por el Operador del Sistema que se relaciona en el artículo 15.

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:

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

4. De acuerdo con lo establecido en el artículo 10 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la liquidación de la energía vertida por los productores en régimen especial que participen en el despacho de generación se computará al precio final horario de generación $PFG(h)$ de los grupos pertenecientes al régimen ordinario del mismo SEIE.

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

1. Para las liquidaciones diarias, el operador del mercado pondrá a disposición de los agentes que operan en un SEIE la liquidación correspondiente al horizonte diario de programación para cada uno de los sistemas aislados y el registro de anotaciones en cuenta, con distinción de cada periodo horario, dentro de los tres días hábiles siguientes, así como la información sobre los derechos de cobro y obligaciones de pago derivados de la misma.

Dicha liquidación se realizará con los precios de adquisición obtenidos en las liquidaciones del sistema peninsular realizadas para dicho día, y los datos que le suministre el Operador del Sistema establecidos en el artículo 15.

Estas liquidaciones serán provisionales y no darán lugar a facturación alguna, siendo utilizadas, exclusivamente, para la gestión de las garantías de pago

2. Para las liquidaciones mensuales provisionales, se establecen las siguientes reglas de procedimiento:

- 1º. El Operador del Mercado liquidará las energías intercambiadas de cada sistema de despacho económico de la generación con carácter mensual.
- 2º. La primera liquidación mensual del mes m se realizará con los precios de adquisición obtenidos en las liquidaciones del sistema peninsular para dicho mes y la información que le proporcionará el operador del sistema que se detalla en el punto decimoquinto.
- 3º. La primera liquidación correspondiente a un mes m se pondrá a disposición de los agentes tres días antes de la fecha de pagos y cobros establecida por el operador del mercado para la liquidación del mes m en la península, con objeto de que los cobros y pagos de los SEIE y peninsulares puedan liquidarse conjuntamente.
- 4º. En el caso de que se hubiese producido alguna modificación sobre los datos que se utilizaron en la primera liquidación del mes m , el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado la nueva información de acuerdo con lo establecido en el punto decimoquinto. Con esta nueva información el operador del mercado realizará durante el mes $m+3$ una nueva liquidación del mes m , que se pondrá a disposición de los agentes tres días antes de la fecha de pagos y cobros establecida por el operador del mercado para la liquidación de mes $m+2$ en la península, con objeto de que los cobros y pagos de los SEIE y peninsulares puedan liquidarse conjuntamente
- 5º. El Operador del Mercado realizará una nueva liquidación del mes m tan pronto como disponga de la totalidad de las medidas firmes en barras de central recibidas del operador del sistema de acuerdo con lo establecido en el punto decimoquinto.

Esta liquidación se realizará antes de transcurrido un mes desde que se disponga de todos los datos necesarios y, siempre que sea posible, durante la primera quincena del mes, de modo que los cobros y pagos se harán coincidir con los de la liquidación mensual que corresponda del sistema peninsular.

Para la realización de esta liquidación se utilizarán los precios peninsulares de adquisición de energía de distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren su energía

directamente en el mercado de producción correspondientes a la última liquidación del mes m realizada en el mercado peninsular

Esta liquidación del mes m calculada con medidas firmes no tendrá el carácter de definitiva en tanto que no se disponga de los valores definitivos de los distintos costes y parámetros que sirven de base para el cálculo de los costes de generación correspondientes a los distintos grupos del régimen ordinario, así como de los precios definitivos de adquisición de energía por parte de los distribuidores, comercializadores y consumidores que compran directamente al mercado en el sistema eléctrico peninsular que se utilizaran a efectos de las liquidaciones definitivas de los SEIE. Una vez que se disponga de estos valores se practicará la liquidación definitiva a la que se refiere el artículo 10.3 de esta orden.

- 6º. Para la realización de las liquidaciones mensuales provisionales de los conceptos definidos en los apartados 2 y 3 del artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la CNE utilizará la información que le proporcionará el operador del mercado que se detalla en el punto decimoséptimo. Asimismo, la información procedente de las liquidaciones mensuales será utilizada por la CNE a los efectos establecidos en el párrafo segundo del artículo 18.1 del citado Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

3. A efectos de las liquidaciones mensuales definitivas, se procederá como sigue:

- 1º. La Dirección General de Política Energética y Minas publicará antes del día 31 de marzo del año n+1 los valores definitivos de los distintos costes y parámetros que sirven de base para el cálculo de los costes de generación de los grupos del régimen ordinario para el año n.
- 2º. El Operador del Mercado publicará en su Web antes del 31 de marzo del año n+1 los últimos valores disponibles de los precios de adquisición de la energía en la península para los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho para cada una de las horas de los 12 meses del año n. Estos precios tendrán el carácter de definitivos a efectos de la liquidación de la energía en los SEIE, sin perjuicio de su posterior modificación a efectos de las liquidaciones del mercado peninsular.
- 3º. Una vez se hayan publicado los valores definitivos de costes y parámetros señalados en el apartado 1, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado, en un plazo no superior a 1 mes desde el momento de publicación de los mismos, la información del coste definitivo de generación de cada grupo generador del régimen ordinario, distinguiendo la parte fija y la parte variable del mismo para cada hora del mes. El coste de combustible así obtenido será definitivo a efectos de la liquidación de la energía de los SEIE, pero podrá sufrir variación a efectos de la retribución definitiva de la generación en las liquidaciones de la

Comisión Nacional de Energía si en su cálculo no se hubiera dispuesto de las cotizaciones internacionales de los combustibles correspondientes.

- 4º. El Operador del Mercado 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 recepción desde el operador del sistema de los valores definitivos de los costes horarios de generación de los grupos del régimen ordinario durante el año n, de acuerdo con lo establecido en el párrafo 3 anterior.
- 5º. Una vez publicadas las liquidaciones definitivas a que se refiere el párrafo 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 las cuantías establecida en los apartados 2 y 3 del artículo 18 del citado Real Decreto.

Artículo 11. Energías a liquidar: asignación de las pérdidas de la red de transporte y distribución.

1. Definición del equilibrio generación-demanda para las liquidaciones.

1º. Para cada sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE, en cada hora h el equilibrio generación-demanda queda definido por la siguiente igualdad:

$$\sum_{i=1}^{I_r} e_{tm}(i,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{i=1}^{I_o} e_m(i,h,j,d) + \sum_{e=1}^{E_r} e_{tm}(e,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{e=1}^{E_o} e_m(e,h,j,d) + \sum_{e_n=1}^{E_n d} e_m(e_n,h,j) = \sum_{d=1}^D EM(d,h,j) + \sum_{c=1}^{C_r} EMCT(c,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{c=1}^{C_o} EMC(c,h,j,d) + \sum_{cc=1}^{CC_r} EMCCT(cc,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{cc=1}^{CC_o} EMCC(cc,h,j,d) + P_{TD}(h,j)$$

Siendo:

- $e_{tm}(i,h,j)$: Energía neta medida en barras de central generada en la hora h por el grupo del régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que vierte su energía a la red de transporte
- $e_m(i,h,j,d)$: Energía neta medida en barras de central generada en la hora h por el grupo del régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j

perteneciente a un SEIE que vierte su energía a la red de distribución perteneciente al distribuidor d

- $e_{tm}(e,h,j)$: Energía neta medida en barras de central generada en la hora h por el grupo del régimen especial e del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que está conectado a la red de transporte y vende su energía a través del sistema de despacho económico de la energía.
- $e_m(e,h,j,d)$: Energía neta medida en barras de central generada en la hora h por el grupo del régimen especial e del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que está conectado a la red de distribución propiedad del distribuidor d y vende su energía a través del sistema de despacho económico de la energía.
- $e_m(e_n,h,j)$: Energía neta medida en barras de central generada en la hora h por el grupo del régimen especial e_n del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que no vende su energía a través del sistema de despacho económico de la generación.
- $EM(d,h,j)$: Energía medida en la hora h de los puntos frontera de los clientes del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE
- $EMCT(c,h,j)$: Energía medida en la hora h de los puntos frontera de los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que están conectados a la red de transporte
- $EMC(c,h,j,d)$: Energía medida en la hora h de los puntos frontera de los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que están conectados a la red distribución del distribuidor d
- $EMCCT(cc,h,j)$: Energía medida en la hora h del punto frontera del consumidor cc conectado a la red de transporte que adquiere su energía directamente en el despacho de generación del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE
- $EMCC(cc,h,j,d)$: Energía medida en la hora h del punto frontera del consumidor cc conectado a la red de distribución del distribuidor d que adquiere su

energía directamente en el despacho de generación del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE

— $P_{TD}(h,j)$: Pérdidas de las redes de transporte y distribución

Y siendo I_T y I_D el número de grupos en régimen ordinario conectados, respectivamente, en la red de transporte y en la red del distribuidor d , E_T y E_D el número de grupos del régimen especial que venden su energía a través del despacho económico conectados, respectivamente, en la red de transporte y en la red del distribuidor d , En_d el número de grupos del régimen especial que no vende su energía a través del despacho económico, D el número de empresas distribuidoras, C_T y C_D el número de empresas comercializadoras con consumidores conectados, respectivamente, en la red de transporte y en la red del distribuidor d en cada sistema eléctrico aislado j , y CC_T y CC_D el número de consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho que están conectados, respectivamente, en la red de transporte y en la red del distribuidor d en cada sistema eléctrico aislado j

La energía neta medida en barras de central para centrales multigrupo que dispongan de consumos auxiliares asignados simultáneamente a varios grupos, se calculará para cada grupo, como la energía neta de grupo menos la parte proporcional de consumos auxiliares repartida en función de la energía generada por cada uno de los grupos.

2º. Para poder realizar la liquidación económica de las energías intercambiadas entre vendedores y compradores se asignarán las pérdidas de transporte y distribución a los distintos compradores de energía, de forma que se pueda elevar a barras de central la energía medida de éstos y así igualar el valor total de la energía generada y demandada

3º La liquidación económica de la energía se podrá realizar cuando el operador del mercado disponga, además de los valores de energía generada señalados en el punto 1 anterior ($e_m(i,h,j)$, $e_m(i,h,j,d)$, $e_m(e,h,j)$, $e_m(e,h,j,d)$), de la siguiente información relativa a las energías demandadas:

$EDD(d,h,j)$: Energía demandada en la hora h por el distribuidor d del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE, descontada la correspondiente a la generación en régimen especial que no participa en el despacho económico y vierte en su zona de distribución, pasada a barras de central.

$EDCT(c,h,j)$: Energía demandada en la hora h por los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que están conectados a la red de transporte, pasada a barras de central.

EDC(c,h,j,d): Energía demandada en la hora h por los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE que están conectados a la red distribución del distribuidor d, pasada a barras de central.

EDCCT(cc,h,j): Energía demandada en la hora h por el consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc que está conectado en la red de transporte del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE, pasada a barras de central.

EDCC(cc,h,j,d): Energía demandada en la hora h por el consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc que está conectado en la red de distribución del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE, pasada a barras de central.

4° Los valores de las energías señaladas en el apartado anterior se obtendrán a partir de las mejores medidas efectivas o de los valores programados de demanda, de acuerdo con lo establecido en el punto noveno, en el que se detallan las liquidaciones mensuales a realizar.

5° El paso a barras de central de las energías medidas demandadas por los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho referidas en el apartado 3 será realizado automáticamente por el concentrador de medidas eléctricas de cada SEIE en la forma establecida en apartado 4.1. de este artículo

6° A efectos de liquidaciones, una vez elevadas a barras de central las demandas medidas de los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho, para cada sistema eléctrico aislado j perteneciente a un SEIE, en cada hora h se deberá de cumplir la siguiente igualdad:

$$\sum_{i=1}^{I_r} e_{tm}(i,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{i=1}^{I_d} e_m(i,h,j,d) + \sum_{e=1}^{E_r} e_{tm}(e,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{e=1}^{E_d} e_m(e,h,j,d) = \sum_{d=1}^D EDD_m(d,h,j) + \sum_{c=1}^{C_r} EDCT_m(c,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{c=1}^{C_d} EDC_m(c,h,j,d) + \sum_{cc=1}^{CC_r} EDCCT_m(cc,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{cc=1}^{CC_d} EDCC_m(cc,h,j,d)$$

Donde las variables $EDD_m(d,h,j)$, $EDCT_m(c,h,j)$, $EDC_m(c,h,j,d)$, $EDCCT_m(cc,h,j)$ y $EDCC_m(cc,h,j,d)$ son las demandas medidas de los distintos agentes compradores elevadas a barras de central de acuerdo con lo establecido en el apartado 4.2 de este artículo.

2. Pérdidas de las redes de transporte y distribución.

1º Las pérdidas medidas de la red de transporte de cada uno de los sistemas eléctricos aislados que conforman los SEIE serán asignadas a los distribuidores que operen en dichos sistemas en la forma que se establece en este apartado 2, sin perjuicio de la deducción de las mismas de las pérdidas estándar reglamentariamente establecidas asignadas a los clientes de los comercializadores y a los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho.

2º A efectos del presente procedimiento de liquidación de la energía, la energía generada por los grupos del régimen ordinario y del régimen especial conectados en la red de distribución tendrá la misma consideración de energía en barras de central que la energía generada por grupos conectados en la red de transporte

3º Las pérdidas en la red de transporte en cada uno de los sistemas eléctricos aislados de un SEIE se definen en la forma establecida en el artículo 33 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimiento de autorización de instalaciones de energía eléctrica, con las particularidades respecto a las instalaciones que son consideradas como pertenecientes a la red de transporte que apliquen a cada SEIE de acuerdo con lo establecido en el artículo 12 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

4º Las pérdidas en la red de transporte serán calculadas de forma horaria en cada uno de los sistemas eléctricos aislados que conforman los SEIE por la diferencia entre la energía eléctrica medida en los puntos frontera de los grupos de generación con la red de transporte y el volumen de energía medido en los puntos frontera de la red de transporte con los distribuidores y consumidores cualificados directamente conectados a la red de transporte.

5º Las pérdidas de la red de distribución, con excepción de las que están incluidas en los coeficientes de elevación a barras de central aplicados a los clientes de los comercializadores y a los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho, son soportadas por los consumidores finales a tarifa regulada.

6º Una vez que se disponga de las medidas de todos los puntos frontera generación-transporte y transporte-distribución y consumidores directamente conectados a la red de transporte, las pérdidas de transporte de cada sistema eléctrico aislado perteneciente a un SEIE que serán asignadas a los distribuidores, a los clientes de los comercializadores conectados en la red de distribución y a los consumidores que

adquieren directamente la energía en el despacho que estén conectados en distribución se calcularán según la siguiente fórmula:

$$P_T(h,j) = \sum_{i=1}^{I_T} e_{tm}(i,h,j) + \sum_{e=1}^{E_T} e_{tm}(e,h,j) - \sum_{d=1}^D EMF(d,h,j) - \sum_{c=1}^C \sum_{z=1}^n EMCT(c,h,j,z) * (1+CP(z)) - \sum_{cc=1}^{CC_T} \sum_{z=1}^n EMCCT(cc,h,j,z) * (1+CP(z))$$

Siendo:

- $P_T(h,j)$: Pérdidas de la red de transporte en la hora h del sistema eléctrico aislado j, descontadas las que corresponden a clientes conectados directamente a la red de transporte que adquieren su energía a través de un comercializador y las que corresponden a consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho que están conectados en la red de transporte.
- $EMF(d,h,j)$: Energía medida en la hora h en los puntos frontera con la red de transporte del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j. Entre estos puntos frontera se consideran también los puntos frontera ficticios entre transporte y los clientes conectados en la red de transporte que compran su energía a tarifa regulada.
- $EMCT(c,h,j,z)$: Energía medida en la hora h a los consumidores del comercializador c conectados directamente en el nivel de tensión y tarifa de acceso z de la red de transporte del sistema eléctrico aislado j
- $EMCCT(cc,h,j,z)$: Energía medida en la hora h al consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc que está conectados directamente en el nivel de tensión y tarifa de acceso z de la red de transporte del sistema eléctrico aislado j
- $CP(z)$: Coeficiente de pérdidas de paso del nivel de tensión y tarifa de acceso z a barras de central, en tanto por uno, según se establece en el Real Decreto por el que se determina la tarifa media o de referencia de cada año
- n: Niveles de tensión y tarifas de acceso de conexión a la red de transporte

3. Sistema de medidas.

1º El operador del sistema será responsable del diseño, organización y mantenimiento de un sistema de medidas que permita, entre otros objetivos, la liquidación de las energías intercambiadas por los agentes a través del sistema de despacho económico de la energía.

Las obligaciones de los agentes y del operador del sistema como responsable del sistema de medidas son las definidas en el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de puntos de medida de los consumos y tránsitos de energía eléctrica y disposiciones posteriores que lo desarrollan o modifican, así como en los procedimientos de operación correspondientes.

2º El sistema de medidas permitirá la agregación de toda la información relevante a nivel de los sistemas eléctricos aislados que conforman los SEIE

3º Al objeto de realizar la liquidación de las energías intercambiadas por los agentes a través del sistema de despacho económico de la energía, el sistema de medidas deberá ser capaz de suministrar los datos necesarios para calcular los valores de las variables referidas en el párrafo 3º del apartado 1 de este artículo.

4º Las fechas en las cuales los datos correspondientes a las medidas de un determinado periodo de liquidaciones deberán estar disponibles para la liquidación económica serán las establecidas en el procedimiento de operación correspondiente.

4. Determinación de las energías a liquidar.

1º La determinación de la energía demandada en barras de central por los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho dependerá de la disponibilidad de medidas firmes de estos agentes. En tanto que no se disponga de estas medidas, se utilizarán los valores de energía programada remitidos por dichos agentes al operador del sistema y a su vez por éste al operador del mercado de acuerdo con lo establecido en el artículo 15.

2º En las liquidaciones mensuales provisionales referidas en el apartado 2 del artículo 10, mientras no se disponga de las medidas de todos los agentes se generará un desajuste por la diferencia entre la energía en barras de central medida de los generadores y la suma de las demandas en barras de central, bien medida o bien programada, de los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho. Para equilibrar este desajuste, el descuadre total se asignará a un agente de cierre.

3º El operador del mercado determinará el agente que actuará como agente de cierre en cada sistema eléctrico, de acuerdo con los siguientes criterios:

- a) En los sistemas eléctricos aislados en los que existan varias empresas distribuidoras se designará como agente de cierre a la empresa distribuidora con mayor volumen de facturación en el año anterior.
- b) En los sistemas eléctricos aislados en los que exista una única empresa distribuidora, ésta ejercerá automáticamente como agente de cierre.

4.1. Determinación de las energías a liquidar en ausencia de medidas.

De forma transitoria, y mientras no existan medidas en los puntos fronteras entre transporte y distribución y distribución-distribución, o medidas de los agentes comercializadores, o consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho, la energía a liquidar a distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho será la correspondiente a su previsión de demanda, 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 demanda de energía estarán referidos directamente a barras de central

De igual manera, si no se dispone de las medidas de los grupos generadores, se utilizarán provisionalmente los valores utilizados en el despacho y comunicados por el operador del sistema.

No obstante lo anterior, si se dispone de las medidas del conjunto de los puntos frontera correspondientes a la energía adquirida por un agente en un SEIE, se utilizarían estas medidas en la liquidación de dicho agente.

De esta forma, las energías a liquidar a cada tipo de agente en ausencia de medidas serán las siguientes:

- a) A cada grupo generador i en el sistema eléctrico aislado j se le liquidará en la hora h el valor estimado de su energía medida, calculado conforme se establece en los procedimientos de operación de los SEIE, o, en su defecto, su energía programada, que se denominará $e_{ip}(i,h,j)$ o $e_p(i,h,j,d)$ en línea con las variables ya definidas en el apartado 1 de este artículo.
- b) A cada grupo generador en régimen especial e que participa en el despacho de generación del sistema eléctrico aislado j se le liquidará en la hora h el valor estimado de su energía medida,

calculado conforme se establece en los procedimientos de operación de los SEIE, o, en su defecto su energía programada, que se denominará $e_{tp}(e,h,j)$ o $e_p(e,h,j,d)$ en línea con las variables ya definidas en el apartado 1 de este artículo.

- c) A cada comercializador c que tiene clientes en el sistema eléctrico aislado j se le liquidará en la hora h su energía programada, que estará directamente referida a barras de central y se denominará $EDC_p(c,h,j)$
- d) A cada consumidor cc que adquiere su energía directamente al despacho de generación en el sistema eléctrico aislado j , se le liquidará en la hora h su energía programada, que estará directamente referida a barras de central y se denominará $EDCC_p(cc,h,j)$.
- e) A cada distribuidor d del sistema eléctrico aislado j , con excepción del que actúe como agente de cierre de acuerdo con lo establecido en el apartado 4 de este artículo se le liquidará en la hora h su energía programada, que estará directamente referida a barras de central, tendrá descontada la previsión de adquisición de energía a productores en régimen especial que no participan en el despacho económico de la generación y se denominará $EDD_p(d,h,j)$
- f) Al distribuidor de cierre del sistema eléctrico aislado j se le liquidará en la hora h una energía que se obtendrá como diferencia entre las energías producidas por los grupos de generación en régimen ordinario y los del régimen especial que vendan sus energías a través del sistema de despacho económico y las demandas del resto de agentes, ya sean programadas o medidas para los que disponen de las mismas. La energía a liquidar al distribuidor de cierre se denominará $EDD_p(d_c,h,j)$ y se calculará según la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned}
 EDD_p(d_c,h,j) = & \sum_{i=1}^{I_p} e_{tp}(i,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{i=1}^{I_{cp}} e_p(i,h,j,d) + \sum_{e=1}^{E_{Tp}} e_{tp}(e,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{e=1}^{E_{Dp}} e_p(e,h,j,d) + \\
 & \sum_{i=1}^{I_m} e_{tm}(i,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{i=1}^{I_{cm}} e_m(i,h,j,d) + \sum_{e=1}^{E_{Tm}} e_{tm}(e,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{e=1}^{E_{Dm}} e_m(e,h,j,d) - \sum_{d=1}^D EDD_p(d,h,j) - \\
 & \sum_{c=1}^{C_p} EDC_p(c,h,j) - \sum_{cc=1}^{CC_p} EDCC_p(cc,h,j) - \sum_{c=1}^{C_m} EDC_m(c,h,j) - \sum_{cc=1}^{CC_m} EDCC_m(cc,h,j)
 \end{aligned}$$

Siendo:

$EDD_p(d_c,h,j)$: Energía a liquidar al distribuidor de cierre del sistema eléctrico aislado j en la hora h , obtenida en base a programa.

- $EDD_p(d,h,j)$: Energía programada a liquidar al distribuidor d del sistema eléctrico aislado j en la hora h .
- $EDC_p(c,h,j)$: Energía programada a liquidar al comercializador c del sistema eléctrico aislado j en la hora h , para los C_p comercializadores de los que no se dispone de medida
- $EDCC_p(cc,h,j)$: Energía programada a liquidar al consumidor cc que compra su energía directamente al despacho de generación del sistema eléctrico aislado j en la hora h , para los CC_p consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho de los que no se dispone de medida
- $EDC_m(c,h,j)$: Energía medida a liquidar al comercializador c del sistema eléctrico aislado j en la hora h , calculada según se establece en el apartado 4.2 de este artículo, para los C_m comercializadores de los que se dispone de medida
- $EDCC_m(cc,h,j)$: Energía medida a liquidar al consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho directo cc del sistema eléctrico aislado j en la hora h , calculada según se establece en el párrafo 4.2 de este artículo, para los CC_m consumidores directos de los que se dispone de medida
- I_{Tp} : Número de generadores en régimen ordinario conectados en la red de transporte de los que no se dispone de medida
- I_{Dp} : Número de generadores en régimen ordinario conectados en la red de distribución de los que no se dispone de medida
- E_{Tp} : Número de generadores en régimen especial conectados en la red de transporte y que venden su energía a través del despacho económico de generación de los que no se dispone de medida
- E_{Dp} : Número de generadores en régimen especial conectados en la red de distribución y que venden su energía a través del despacho económico de generación de los que no se dispone de medida
- I_{Tm} : Número de generadores en régimen ordinario conectados en la red de transporte de los que se dispone de medida
- I_{Dm} : Número de generadores en régimen ordinario conectados en la red de distribución de los que se dispone de medida

E_{Tm} :	Número de generadores en régimen especial conectados en la red de transporte y que venden su energía a través del despacho económico de generación de los que se dispone de medida
E_{Dm} :	Número de generadores en régimen especial conectados en la red de distribución y que venden su energía a través del despacho económico de generación de los que se dispone de medida
C_p :	Número de comercializadores de los que no se dispone de medida
CC_p :	Número de consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho de los que no se dispone de medida
C_m :	Número de comercializadores de los que se dispone de medida
CC_m :	Número de consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho de los que se dispone de medida

4.2. Determinación de las energías a liquidar cuando se dispone de medidas.

A cada grupo generador en régimen ordinario i en el sistema eléctrico aislado j se le liquidará en la hora h su energía medida, que se denominará $e_{tm}(i,h,j)$ o $e_m(i,h,j,d)$ de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 de este artículo.

De igual forma, a cada grupo generador en régimen especial que participa en el despacho e del sistema eléctrico aislado j se liquidará en la hora h su energía medida, que se denominará $e_{tm}(e,h,j)$ o $e_m(e,h,j,d)$ de acuerdo con lo establecido en el apartado 1 d e este artículo, más el valor de la energía adicional obtenido conforme a lo establecido en el punto decimotercero de la presente orden, con objeto de compensar el efecto financiero derivado del error entre su generación prevista y medida

Por consiguiente, los valores a liquidar a cada generador en régimen especial que participa en el despacho de generación una vez añadidas las citadas energías adicionales son los siguientes:

- a) La energía a liquidar a cada generador en régimen especial e conectado en la red de transporte del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$e_{tmq}(e,h,j) = e_{tm}(e,h,j) + EA(e,h,j)$$

Siendo:

$e_{liq}(e,h,j)$: Energía en barras de central a liquidar al generador en régimen especial e conectado en la red de transporte del sistema eléctrico aislado j, en la hora h, una vez añadida la compensación del efecto financiero consecuencia del error entre generación prevista y medida

EA (e,h,j): Energía adicional a liquidar al generador en régimen especial e que está conectado en la red de transporte del sistema eléctrico aislado j en la hora h para compensar el efecto financiero del error entre generación prevista y medida. La forma de cálculo de este término se establece en el artículo 13 de la presente orden.

- b) La energía a liquidar a cada generador en régimen especial e conectado en la red del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$e_{liq}(e,h,j,d) = e_m(e,h,j,d) + EA(e,h,j,d)$$

Siendo:

$e_{liq}(e,h,j,d)$: Energía en barras de central a liquidar al generador en régimen especial e conectado en la red del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j, en la hora h, una vez añadida la compensación del efecto financiero consecuencia del error entre generación prevista y medida

EA (e,h,j,d): Energía adicional a liquidar al generador en régimen especial e que está conectado en la red del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j en la hora h para compensar el efecto financiero del error entre generación prevista y medida. La forma de cálculo de este término se establece en el artículo 13 de la presente orden.

El cálculo de la energía a liquidar de los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho cuando se dispone de sus medidas se realizará de la siguiente forma:

a) Traspaso a barras de central de las medidas de los puntos frontera con transporte

- 1) Las demandas en barras de central en la hora h de los consumidores directamente conectados a la red de transporte que compran su energía a través de un comercializador c en cada subsistema eléctrico aislado j, ($EDCT_m(c,h,j)$) se obtendrán directamente de las medidas de los consumos de dichos clientes. Estas medidas se agruparán por niveles de tensión y tarifa de acceso y se elevarán a barras de central utilizando los coeficientes de pérdidas estándar aprobados en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EDCT_m(c,h,j) = \sum_{z=1}^n (1+CP(z))^* EMCT(c,h,j,z)$$

Siendo:

$EDCT_m(c,h,j)$: Demanda en barras de central de los consumidores directamente conectados a la red de transporte que compran su energía al comercializador c del subsistema eléctrico aislado j en la hora h, calculada en base a medidas.

$CP(z)$: Coeficiente de pérdidas de paso del nivel de tensión y tarifa de acceso z a barras de central, expresado en tanto por uno.

$EMCT(c,h,j,z)$: La energía medida en la hora h de los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j conectados en la red de transporte en el nivel de tensión y tarifa de acceso z.

n: Niveles de tensión y tarifas de acceso de transporte de los consumidores que compran la energía al comercializador c.

- 2) La demanda en barras de central en la hora h del consumidor cc que adquiere su energía directamente del despacho de generación y que está directamente conectado a la red de transporte en cada subsistema eléctrico aislado j, ($EDCCT_m(cc,h,j)$) se obtendrá directamente de las medidas de sus consumos. Estas medidas se agruparán por niveles de tensión y tarifa de acceso y se elevarán a barras de central utilizando los coeficientes de pérdidas estándar aprobados en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EDCCT_m(cc,h,j) = \sum_{z=1}^n (1+CP(z))^* EMCCT(cc,h,j,z)$$

Siendo:

$EDCCT_m(cc,h,j)$: Demanda en barras de central del consumidor que adquiere la energía directamente en el despacho de generación que está conectado a la red de transporte del subsistema eléctrico aislado j en la hora h , calculada en base a medidas.

$CP(z)$: Coeficiente de pérdidas de paso del nivel de tensión y tarifa de acceso z a barras de central, expresado en tanto por uno.

$EMCCT(cc,h,j,z)$: La energía medida en la hora h del consumidor que adquiere su energía directamente del despacho de generación y que está conectado en la red de transporte del sistema eléctrico aislado j en el nivel de tensión y tarifa de acceso z

n : Niveles de tensión de transporte en los que consume el consumidor que adquiere directamente su energía en el despacho de generación

b) Traspaso a barras de central de las medidas de los puntos frontera con distribución

- 1) Las demandas en barras de central en la hora h de los consumidores conectados a la red de distribución del distribuidor d que compran su energía a través de un comercializador c en cada subsistema eléctrico aislado j , ($EDC_m(c,h,j,d)$) se obtendrán directamente de las medidas de los consumos de dichos clientes. Estas medidas se agruparán por niveles de tensión y tarifa de acceso y se elevarán a barras de central utilizando los coeficientes de pérdidas estándar aprobados en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EDC_m(c,h,j,d) = \sum_{z=1}^n (1+CP(z)) * EMC(c,h,j,d,z)$$

Siendo:

$EDC_m(c,h,j,d)$: Demanda en barras de central de los consumidores conectados a la red de distribución propiedad del distribuidor d que compran su energía al comercializador c del subsistema eléctrico aislado j en la hora h , calculada en base a medidas.

CP(z): Coeficiente de pérdidas de paso del nivel de tensión y tarifa de acceso z a barras de central, expresado en tanto por uno.

EMC(c,h,j,d,z): La energía medida en la hora h de los clientes del comercializador c del sistema eléctrico aislado j conectados en la red de distribución del distribuidor d en el nivel de tensión y tarifa de acceso z.

n: Niveles de tensión y tarifas de acceso de distribución en los que consumen los consumidores que compran la energía al comercializador c.

- 2) La demanda en barras de central en la hora h del consumidor cc que adquiere su energía directamente del despacho de generación y que está directamente conectado a la red de distribución del distribuidor d del subsistema eléctrico aislado j, (EDCC_m(cc,h,j,d)) se obtendrá directamente de las medidas de su consumo. Estas medidas se agruparán por niveles de tensión y tarifa de acceso y se elevarán a barras de central utilizando los coeficientes de pérdidas estándar aprobados en el real decreto por el que se establece la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EDCC_m(cc,h,j,d) = \sum_{z=1}^n (1+CP(z)) * EMCC(cc,h,j,d,z)$$

siendo:

EDCC_m(cc,h,j,d): Demanda en barras de central del consumidor que adquiere la energía directamente en el despacho de generación que está conectado a la red de distribución del distribuidor d del subsistema eléctrico aislado j, en la hora h, calculada en base a medidas

CP(z): Coeficiente de pérdidas de paso del nivel de tensión y tarifa de acceso z a barras de central, expresado en tanto por uno.

EMCC(cc,h,j,d,z): La energía medida en la hora h del consumidor que adquiere su energía directamente del despacho de generación y que está conectado en la red de distribución del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j en el nivel de tensión y tarifa de acceso z

n: Niveles de tensión y tarifa de acceso de distribución en los que consume el consumidor que adquiere directamente su energía en el despacho de generación.

3) La demanda en barras de central en la hora h de cada distribuidor d del sistema eléctrico aislado j ($EDD_m(d,h,j)$) se obtendrá de la siguiente forma:

$$EDD_m(d,h,j) = EMF(d,h,j) + \sum_{i=1}^{I_D} e(i,h,j,d) + \sum_{e=1}^{E_D} e(e,h,j,d) + P_T(h,j) * \frac{EMF(d,h,j)}{\sum_{d=1}^D EMF(d,h,j)}$$

$$- \sum_{c=1}^{C_{Dd}} EDC_m(c,h,j,d) - \sum_{cc=1}^{CC_{Dd}} EDCC_m(cc,h,j,d) + EI(d,h,j)$$

Siendo:

$EDD_m(d,h,j)$: Demanda en barras de central del distribuidor d, incluyendo el de cierre, del subsistema eléctrico aislado j en la hora h, calculada en base a medidas. Esta demanda no incluye la energía suministrada por el régimen especial que vierte en la zona del distribuidor d y no participa en el despacho económico.

$EMF(d,h,j)$: Energía medida en la hora h en los puntos frontera con la red de transporte del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j. Entre estos puntos frontera se consideran también los puntos frontera ficticios entre transporte y los clientes conectados en la red de transporte que compran su energía a tarifa regulada.

C_{Dd} : Comercializadores que operan con clientes conectados en la red del distribuidor d

CC_{Dd} : Número de consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho que están conectados en la red del distribuidor d

$EI(d,h,j)$: Valor agregado neto de las energías medidas en los puntos frontera del distribuidor d con otros distribuidores

$P_T(h,j)$, $EDC_m(c,h,j,d)$ y $EDCC_m(cc,h,j,d)$ tienen el significado ya definido.

Sin embargo, a los valores de las energías a liquidar a los agentes obtenidos conforme a lo señalado en el presente apartado hay que añadir o deducir los valores de las energías adicionales obtenidos conforme a lo establecido en el artículo 13 de la presente orden con objeto de compensar el efecto financiero derivado del error entre demanda prevista y medida.

Por consiguiente, los valores a liquidar a cada agente una vez añadidas las citadas energías adicionales son los siguientes:

- a) La demanda a liquidar a cada comercializador c del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$EDC_{i_{iqm}}(c,h,j) = EDCT_m(c,h,j) + \sum_{d=1}^D EDC_m(c,h,j,d) + EA(c,h,j)$$

Siendo:

$EDC_{i_{iqm}}(c,h,j)$: Demanda en barras de central a liquidar al comercializador c del sistema eléctrico aislado j , en la hora h , calculada en base a medidas y una vez añadida la compensación del efecto financiero consecuencia del error entre demanda prevista y medida

$EA(c,h,j)$: Energía adicional a liquidar al comercializador c del sistema eléctrico aislado j en la hora h para compensar el efecto financiero del error entre demanda prevista y medida. La forma de cálculo de este término se establece en el artículo 13 de la presente orden.

- b) La demanda a liquidar a cada consumidor cc que adquiere la energía directamente en el despacho de generación del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de acuerdo con la siguiente expresión:

$$EDCC_{i_{iqm}}(cc,h,j) = EDCCCT_m(cc,h,j) + \sum_{d=1}^D EDCC_m(c,h,j,d) + EA(cc,h,j)$$

Siendo:

$EDCC_{i_{iqm}}(c,h,j)$: Demanda en barras de central a liquidar al consumidor que adquieren directamente la energía en el despacho, cc , del sistema eléctrico aislado j , en la hora h , calculada en base a medidas y una vez añadida la compensación del efecto financiero consecuencia del error entre demanda prevista y medida

$EA(cc,h,j)$: Energía adicional a liquidar al consumidor cc que adquiere su energía directamente en el despacho de generación del sistema eléctrico aislado j en la hora h para compensar el efecto financiero del error entre demanda

prevista y medida. La forma de cálculo de este término se establece en el artículo 13 de la presente orden.

- c) La demanda a liquidar a cada distribuidor d , con excepción del distribuidor de cierre d_c , se calculará de la siguiente forma:

$$EDD_{liqm}(d,h,j) = EDD_m(d,h,j) + EA(d,h,j)$$

Siendo:

$EDD_{liqm}(d,h,j)$: Demanda en barras de central a liquidar al distribuidor d del sistema eléctrico aislado j , en la hora h calculada en base a medidas y una vez añadida la compensación del efecto financiero consecuencia del error entre demanda prevista y medida

$EA(d,h,j)$: Energía adicional a liquidar al distribuidor d del sistema eléctrico aislado j en la hora h para compensar el efecto financiero del error entre demanda prevista y medida. La forma de cálculo de este término se establece en el artículo 13 de esta orden.

- d) La demanda a liquidar al distribuidor de cierre d_c , se calculará de la siguiente forma

$$EDD_{liqm}(d_c,h,j) = EDD_m(d_c,h,j) - \sum_{d=1}^D EA(d,h,j) - \sum_{c=1}^C EA(c,h,j) - \sum_{cc=1}^{CC} EA(cc,h,j) + \sum_{e=1}^{Er} EA(e,h,j) + \sum_{d=1}^D \sum_{e=1}^{Ed} EA(e,h,j,d)$$

Siendo:

$EDD_{liqm}(d_c,h,j)$: Demanda en barras de central a liquidar al distribuidor de cierre del sistema eléctrico aislado j , en la hora h una vez descontadas las energías correspondientes a los desvíos entre medida y programa del resto de distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho.

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 será el siguiente:

$$cg(e,h,j) = e(e,h,j) * (PREP(h) + Prima(e) + Incentivo)$$

Siendo,

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

$e(e,h,j)$: Energía generada en la hora h por el grupo generador en régimen especial e del sistema extrapeninsular j , de acuerdo con las instrucciones de despacho del operador del sistema. Esta variable se corresponderá con las variables $e_{tllq}(e,h,j)$, $e_{ilq}(e,h,j,d)$, $e_{ip}(e,h,j)$ o $e_p(e,h,j,d)$ definidas en el apartado 1 del artículo 11 dependiendo de que el grupo vierta su energía en la red de transporte o en la red del distribuidor d y que se disponga o no se disponga de medida.

$PREP(h)$: Precio medio final en la hora h resultante para el conjunto de instalaciones de régimen especial que participan en el mercado de producción peninsular

$Prima(e)$: Prima que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo de régimen especial e , de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

$Incentivo(e)$: Incentivo que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo de régimen especial e , de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

Asimismo, los grupos de generación en régimen especial que participan en el despacho económico de generación tendrán derecho a percibir, cuando les corresponda, los complementos que se determinan en el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

3. Obligación de pago por la energía adquirida por las empresas distribuidoras.

Cada una de las empresas distribuidoras d del sistema eléctrico aislado j tendrá un coste de adquisición de la energía que se calculará según la siguiente expresión:

$$CAD(d,h,j) = EDD(d,h,j) * PMDP(h)$$

siendo:

$CAD(d,h,j)$: Coste de la energía adquirida por la empresa distribuidora d del sistema eléctrico aislado j en la hora h

$EDD(d,h,j)$: Energía adquirida en la hora h por la empresa distribuidora d del sistema eléctrico aislado j . El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 4 del artículo 11. En función de si existe o no medida coincidirá con $EDD_p(d,h,j)$ o $EDD_{liqm}(d,h,j)$.

$PMPD(h)$: Precio medio final horario de adquisición de la energía para los distribuidores en el mercado de producción peninsular

Los $PMPD$ horarios utilizados por el operador del mercado para todas las liquidaciones provisionales que realice con anterioridad a la liquidación anual definitiva serán los últimos publicados. Para la liquidación definitiva estos valores serán publicados con anterioridad en el Web público del operador del mercado con carácter de definitivos a efecto de las liquidaciones de los SEIE y corresponderán a las últimas liquidaciones efectuadas.

4. Obligación de pago por la energía adquirida por las empresas comercializadoras.

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

$$CAC(c,h,j) = EDC(c,h,j) * PMCP(h)$$

Siendo:

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

EDC(c,h,j): Energía adquirida por la empresa comercializadora c del sistema eléctrico aislado j en la hora h. El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 4 del artículo 11. En función de si existe o no la medida coincidirá con $EDC_p(c,h,j)$ o $EDC_{liqm}(c,h,j)$.

PMCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores, comercializadores y agentes externos que adquieren su energía directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular, en la hora h.

Los PMCP horarios utilizados por el operador del mercado para todas las liquidaciones provisionales que realice con anterioridad a la liquidación definitiva serán los últimos publicados. Para la liquidación definitiva estos valores serán publicados con anterioridad en el Web del operador del mercado con carácter de definitivos y corresponderán a las últimas liquidaciones efectuadas.

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 a la estructura estacional de la demanda del SEIE de su ámbito territorial, en cuyo caso los valores de PMCP(h) se obtendrían en función de lo establecido en la disposición que regule la citada adaptación de precios.

5. Obligación de pago por la energía adquirida por los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho.

Cada uno de los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho cc del sistema eléctrico aislado j tendrá una obligación de pago por la energía adquirida que se calculará según la siguiente expresión:

$$CACC(cc,h,j) = EDCC(cc,h,j) * PMCCP(h)$$

Siendo:

CACC(cc,h,j): Coste de la energía adquirida por el consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho, cc, del sistema eléctrico aislado j en la hora h

EDCC(c,h,j): Energía adquirida por la el consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc del sistema eléctrico aislado j en la hora h. El valor de esta energía se calculará en la forma establecida en el apartado 4 del artículo 11. En función de si existe o no la medida coincidirá con $EDCC_p(cc,h,j)$ o $EDCC_{liqm}(cc,h,j)$

PMCCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores, comercializadores y agentes externos que adquieren su energía directamente en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular, en la hora h.

Los PMCCP horarios utilizados por el operador del mercado para todas las liquidaciones provisionales que realice con anterioridad a la liquidación definitiva serán los últimos publicados en su Web público. Para la liquidación definitiva estos valores serán publicados con anterioridad en el Web del operador del mercado con carácter de definitivos y corresponderán a las últimas liquidaciones efectuadas.

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 consumidores que adquiere directamente la energía en el despacho a la estructura estacional de la demanda del SEIE de su ámbito territorial, en cuyo caso los valores de PMCCP(h) se obtendrían en función de lo establecido en la disposición que regule la citada adaptación de precios.

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

En el caso que la energía medida en barras de central del generador del régimen ordinario i sea negativa, su obligación de pago por la energía adquirida se calculará según la siguiente expresión:

$$CAG(i,h,j) = - e(i,h,j) * PFG(h)$$

siempre que:

$$e(i,h,j) < 0$$

Siendo:

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

e(i,h,j): Energía negativa generada en la hora h por el grupo generador en régimen ordinario i del sistema extrapeninsular j. Esta variable se corresponderá con las variables $e_m(i,h,j)$ o $e_m(i,h,j,d)$ definidas en el apartado 1 del artículo 11 dependiendo de que el grupo vierta su energía en la red de transporte o en la red del distribuidor d.

PFG(h): Precio final de generación en la hora h en el sistema extrapeninsular al que pertenece el sistema eléctrico aislado j calculado en la forma establecida en el artículo 9 de la presente orden.

Si la energía medida negativa correspondiese a toda la central y no a un grupo concreto el sistema de medidas prorratearía ese valor entre todos los grupos de la central en función de sus potencias nominales.

7. Obligación de pago por la energía adquirida por los generadores en régimen especial.

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

$$CAG(e,h,j) = - e(e,h,j) * PFG(h)$$

siempre que:

$$e(i,h,j) < 0$$

siendo:

CAG(e,h,j): Coste de la energía adquirida por el generador del régimen especial 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 en régimen ordinario i del sistema extrapeninsular j. Esta variable se corresponderá con las variables $e_{tiq}(e,h,j)$ o $e_{liq}(e,h,j,d)$ definidas en el apartado 4 del artículo 11. dependiendo de que el grupo vierta su energía en la red de transporte o en la red del distribuidor d.

PFG(h): Precio final de generación en la hora h en el sistema extrapeninsular al que pertenece el sistema eléctrico aislado j calculado en la forma establecida en el artículo 9.

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:

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

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:

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

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:

$$\begin{aligned}
 D/S(h) &= \sum_{j=1}^J \sum_{c=1}^C \text{EDCT}(c,h,j) * (\text{PMCP}(h) - \text{PFG}(h)) + \sum_{j=1}^J \sum_{cc=1}^{CC} \text{EDCCT}(cc,h,j) * (\text{PMCCP}(h) - \\
 &\text{PFG}(h)) \\
 &+ \sum_{j=1}^J \sum_{d=1}^D \text{EDD}(d,h,j) * (\text{PMDP}(h) - \text{PFG}(h))
 \end{aligned}$$

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

Tal como establece el párrafo segundo del apartado 2 del artículo 10 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, la liquidación de la energía vertida por los productores en régimen especial que participen en el despacho económico de los sistemas extrapeninsulares e insulares se computará al precio final horario de generación PFG (h) calculado en la forma determinada en el punto noveno de la presente orden, sin perjuicio del derecho de cobro que le corresponde conforme a lo establecido en el apartado 2 de este artículo, que le será liquidada por diferencia, de acuerdo con lo establecido en el artículo 18.3 del mismo Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

El déficit/superávit señalado en el apartado 8 de este artículo será distribuido entre todos los grupos de generación en régimen ordinario y del régimen especial que participan en el despacho económico del SEIE en proporción al peso relativo de sus costes de generación, en el caso del régimen ordinario, y de su energía computada al PFG(h) en el caso del régimen especial, respecto a la bolsa total de costes de generación calculada en el apartado anterior. En consecuencia, el valor a liquidar a cada grupo generador en régimen especial e del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de la siguiente forma:

$$\text{DCRE}(e,h,j) = e(e,h,j) * \text{PFG}(h) + D/S(e,h,j) * D/S(h)$$

siempre que:

$$e(i,h,j) \geq 0$$

Siendo:

DCRE(e,h,j): Valor a liquidar en la hora h al generador en régimen especial e del sistema extrapeninsular j

e(e,h,j): Energía generada en la hora h por el generador en régimen especial e del sistema eléctrico aislado j de acuerdo con las instrucciones de despacho del operador del sistema. Esta variable se corresponderá con las variables $e_{\text{liq}}(e,h,j)$, $e_{\text{liq}}(e,h,j,d)$, $e_{\text{ip}}(e,h,j)$ o $e_{\text{p}}(e,h,j,d)$ definidas en el apartado 4 del artículo 11 dependiendo de que

el grupo vierta su energía en la red de transporte o en la red del distribuidor d y que se disponga o no se disponga de su medida.

PFG(h): Precio final de generación en la hora h en el sistema extrapeninsular al que pertenece el sistema eléctrico aislado j calculado en la forma establecida en el artículo 9.

D/S (e,h,j): % de participación del grupo generador en régimen especial e 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(e,h,j) se obtendrá según la siguiente expresión:

$$D/S(e,h,j) = \frac{e(e,h,j) * PFG(h)}{\sum_{i=1}^I cg(i,h,j) + \sum_{e=1}^E e(e,h,j) * PFG(h)}$$

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 y del régimen especial que participan en el despacho económico del SEIE en proporción al peso relativo de sus costes de generación, en el caso del régimen ordinario, y de su energía computada al PFG(h) en el caso del régimen especial, respecto a la bolsa total de costes de generación calculada en el apartado 8 de este artículo. En consecuencia, el valor a liquidar a cada grupo generador en régimen ordinario i del sistema eléctrico aislado j en la hora h se calculará de la siguiente forma:

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

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:

$$D/S (i,h,j) = \frac{cg(i,h,j)}{\sum_{i=1}^I cg(i,h,j) + \sum_{e=1}^E e(e,h,j) * PFG(h)}$$

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:

- 1º. 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.
- 2º. 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.
- 3º. 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:

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

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.

La prima e incentivo a recibir por cada grupo generador en régimen especial e , que forma parte de la retribución del mismo tal y como se señala en el apartado 2 de este artículo, será liquidada por el distribuidor al que vierte la energía el grupo del régimen especial en cuestión.

En consecuencia, el importe a liquidar por la Comisión Nacional de Energía a cada generador en régimen especial e del sistema extrapeninsular j en la hora h ($COMRE(e,h,j)$) se calculará según la siguiente expresión

$$COMRE(e,h,j) = e(e,h,j) * (PREP(h) - DCRE(e,h,j))$$

siempre que:

$$e(e,h,j) \geq 0$$

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

1. La energía a liquidar a cada generador en régimen especial que participa en el despacho de generación y que está conectado a la red de transporte una vez que se disponga de la medida de su generación incorporará un término adicional, ($EA(e,h,j)$), que se calculará de la siguiente forma:

$$EA(e,h,j) = (e_{tm}(e,h,j) - e_{tp}(e,h,j)) * ((1+r+p)^{n/12} - 1)$$

Siendo:

$EA(e,h,j)$: Energía adicional a liquidar en la hora h al generador en régimen especial e que participa en el despacho de generación y está conectado a la red de transporte del sistema eléctrico aislado j

- r : Tipo de interés anual a aplicar, expresado en tanto por uno. Será establecido por resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas
- p: Prima complementaria del tipo de interés, expresada en tanto por uno, para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida, que será determinada anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta prima tendrá un valor negativo cuando la energía medida sea mayor que la programada y valor positivo en caso contrario.
- n: Número de meses transcurridos desde que se liquidó al agente en base a programa y la liquidación en base a medida

2. La energía a liquidar a cada generador en régimen especial que participa en el despacho de generación y que está conectado a la red del distribuidor d una vez que se disponga de la medida de su generación incorporará un término adicional, $(EA(e,h,j,d))$, que se calculará de la siguiente forma:

$$EA(e,h,j,d) = (e_m(e,h,j,d) - e_p(e,h,j,d)) * ((1+r+p)^{n/12} - 1)$$

Siendo:

- $EA(e,h,j,d)$: Energía adicional a liquidar en la hora h al generador en régimen especial e que participa en el despacho de generación y está conectado a la red del distribuidor d del sistema eléctrico aislado j
- p: Prima complementaria del tipo de interés, expresada en tanto por uno, para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida, que será determinada anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta prima tendrá un valor negativo cuando la energía medida sea mayor que la programada y valor positivo en caso contrario.

3. La energía a liquidar a los agentes comercializadores cuando se disponga de la medida del consumo de sus clientes incorporará un término adicional, $(EA(c,h,j))$, que se calculará de la siguiente forma:

$$EA(c,h,j) = (EDC_m(c,h,j) - EDC_p(c,h,j)) * ((1+r+p)^{n/12} - 1)$$

Siendo:

$EA(c,h,j)$: Energía adicional a liquidar en la hora h al comercializador c del sistema eléctrico aislado j

$EDC_m(c,h,j)$: Energía demandada calculada a partir de las medidas del comercializador c del sistema j en la hora h , que se compone de la demanda calculada a partir de la medida tanto de los consumidores conectados en la red de transporte como de los conectados en la red de distribución, de forma que:

$$EDC_m(c,h,j) = EDCT_m(c,h,j) + \sum_{d=1}^D EDC_m(c,h,j,d)$$

$EDC_p(c,h,j)$: Energía programada del comercializador c del sistema j en la hora h .

p : Prima complementaria del tipo de interés, expresada en tanto por uno, para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida, que será determinada anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta prima tendrá un valor positivo cuando la energía medida sea mayor que la programada y valor negativo en caso contrario.

4. La energía a liquidar a los consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho cuando se disponga de sus medidas incorporará un término adicional, ($EA(cc,h,j)$), que se calculará de la siguiente forma:

$$EA(cc,h,j) = (EDCC_m(cc,h,j) - EDCC_p(cc,h,j)) * ((1+r+p)^{n/12} - 1)$$

Siendo:

$EA(cc,h,j)$: Energía adicional a liquidar en la hora h al consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc del sistema eléctrico aislado j

$EDCC_m(cc,h,j)$: Energía demandada calculada a partir de las medidas del consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc del sistema j en la hora h , que se compone de la demanda calculada a partir de la medida tanto de los consumos de

instalaciones conectados en la red de transporte como de los conectados en la red de distribución, de forma que:

$$EDCC_m(cc,h,j) = EDCCT_m(cc,h,j) + \sum_{d=1}^D EDCC_m(cc,h,j,d)$$

$EDCC_p(cc,h,j)$: Energía programada del consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho cc del sistema j en la hora h.

p: Prima complementaria del tipo de interés, expresada en tanto por uno, para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida, que será determinada anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta prima tendrá un valor positivo cuando la energía medida sea mayor que la programada y valor negativo en caso contrario.

5. La energía a liquidar a los distribuidores, con excepción del designado como distribuidor de cierre, cuando se disponga de la medida de su demanda de energía incorporará un término adicional, ($EA(d,h,j)$), que se calculará de la siguiente forma:

$$EA(d,h,j) = (EDD_m(d,h,j) - EDD_p(d,h,j)) * ((1+r+p)^{n/12} - 1)$$

Siendo:

$EA(d,h,j)$: Energía adicional a liquidar en la hora h al distribuidor d del sistema eléctrico aislado j

$EDD_m(d,h,j)$: Energía liquidada en la hora h al distribuidor d del sistema j en la liquidación provisional con medidas definitivas de todos los agentes calculada en la forma establecida en el apartado 4.2 del artículo 11.

$EDD_p(d,h,j)$: Energía programada en la hora h del distribuidor d del sistema j

p: Prima complementaria del tipo de interés, expresada en tanto por uno, para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida, que será determinada anualmente por la Dirección General de Política Energética y Minas. Esta prima tendrá un valor positivo cuando la energía medida sea mayor que la programada y valor negativo en caso contrario.

6. Las energías adicionales calculadas para los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho se liquidarán como menor energía para el agente de cierre en las liquidaciones realizadas en base a medidas que se describen en el apartado 4 del artículo 11.

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

Para cada grupo de generación en régimen ordinario del sistema eléctrico aislado j el valor de la prima de funcionamiento en la hora h se calculará por el Operador del Mercado quien los remitirá a la Comisión Nacional de Energía, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\text{PrF (i,h,j)} = \frac{\text{cg}_{\text{var}}(\text{i,h,j})}{\text{e}(\text{i,h,j})} - \text{PMP}$$

Siendo:

$\text{cg}_{\text{var}}(\text{i,h,j})$: El coste variable en la hora h del grupo i del sistema eléctrico aislado j, calculado de acuerdo con el punto sexto, expresado en céntimos de Euro.

$\text{e}(\text{i,h,j})$: Energía neta medida en barras de central aportada por el grupo i del sistema eléctrico aislado j en la hora h, expresado en kWh.

PMP: Precio medio peninsular previsto en el Real Decreto por el que se aprueba la tarifa media o de referencia de cada año, expresada en céntimos de Euro/kWh. Este precio incluye el cargo por servicios complementarios en el sistema peninsular y excluye el cargo por garantía de potencia.

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

Con objeto de que el operador del mercado pueda realizar las funciones señaladas en los subapartados b) y c) del artículo 5.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, el Operador del Sistema deberá poner a disposición del Operador del Mercado, la siguiente información:

1º. Diariamente antes de las 12 horas, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado la siguiente información referida a cada uno de los sistemas insulares y extrapeninsulares, y para cada hora h del día anterior:

- a) Medida provisional de la energía producida por cada grupo generador del régimen ordinario, en barras de central.
- b) Medida provisional de la energía producida por cada grupo generador del régimen especial que interviene en el despacho, en barras de central.
- c) Coste de generación provisional de cada grupo generador del régimen ordinario.
- d) Disponibilidad horaria de cada grupo generador en régimen ordinario.

2º. Igualmente diariamente, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado la siguiente información referida a cada uno de los sistemas insulares y extrapeninsulares, y para cada hora h del día siguiente:

- a) Energía programada en barras de central adquirida por cada distribuidor.
- b) Energía programada en barras de central adquirida por cada comercializador.
- c) Energía programada en barras de central adquirida por cada consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho

Esta última información será puesta a disposición del Operador del Mercado 15 minutos después de la hora indicada en el Procedimiento de Operación correspondiente para que el operador del sistema reciba la información por parte de los agentes.

Esta información, junto con la señalada en el párrafo 1º anterior, será utilizada por el Operador del Mercado para la comprobación de la disponibilidad de garantías de pago por parte de los distribuidores, comercializadores y consumidores que adquieren directamente la energía en el despacho, de acuerdo con lo establecido en el mecanismo de gestión de estas garantías que será aprobado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tal como se establece en la disposición adicional segunda de esta orden.

3º. El Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado dentro de los 5 primeros días hábiles del mes $m+1$ el valor del coste de generación de cada grupo generador del régimen ordinario para cada hora del mes m , calculado conforme se establece en el apartado 2 del artículo 5.

4º. En el caso de que antes de que finalice el mes $m+2$, se haya producido alguna modificación de la información señalada en los dos apartados anteriores, con la que el operador del mercado realizó la primera liquidación del mes m , el Operador del Sistema pondrá a disposición del Operador del Mercado dentro de los primeros 5 días hábiles del mes $m+3$ los nuevos valores de las magnitudes que se modifican.

5°. Tan pronto como esté disponible en su totalidad, y siempre antes del día 30 del mes $m+10$, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado 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 ordinario, en barras de central.
- b) Medida definitiva de la energía producida por cada grupo generador del régimen especial que interviene en el despacho, en barras de central.
- c) Coste, provisional o definitivo, de generación de cada grupo generador del régimen ordinario.
- d) Valor definitivo de la disponibilidad horaria de cada grupo de generación en régimen ordinario.
- e) Energía definitiva adquirida por cada distribuidor, en barras de central.
- f) Energía definitiva adquirida por cada comercializador, en barras de central.
- g) Energía definitiva adquirida por cada consumidor que adquieren directamente la energía en el despacho, en barras de central.

6°. Una vez se hayan publicado los valores definitivos de los parámetros que sirven de base para el cálculo de los costes de generación de los grupos de régimen ordinario, el operador del sistema pondrá a disposición del operador del mercado, en un plazo no superior a 1 mes desde el momento en que se dispone de la totalidad de los parámetros anteriormente señalados, la información del coste definitivo de generación de cada grupo generador del régimen ordinario para cada hora del mes, distinguiendo la parte fija y la parte variable del mismo.

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°. 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.

2º. 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.

3º. Tan pronto como esté disponible en su totalidad la información referida en el apartado 5º 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.*

La Comisión Nacional de Energía realizará las liquidaciones mensuales provisionales de los conceptos definidos en los apartados 2 y 3 del artículo 18 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, utilizando para ello la información proporcionada por el Operador del Mercado.

Asimismo, tal y como se establece en el artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, para realizar la función de liquidación de los costes de las actividades reguladas conforme a lo establecido en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, la Comisión Nacional de Energía deberá disponer del coste imputado por la adquisición de energía de cada distribuidor de los SEIE.

A los efectos anteriores, así como para su eventual utilización a efectos estadísticos, el operador del mercado remitirá a la Comisión Nacional de Energía para cada una de las liquidaciones provisionales establecidas en el artículo 10.2, así como para la liquidación definitiva definida en el artículo 10.3, dentro de los 5 días siguientes a la publicación de cada una de ellas, la siguiente

información, que se referirá a cada uno de los sistemas insulares y extrapeninsulares, y para cada hora h del mes de liquidación:

- e) Medida provisional o definitiva de la energía producida por cada grupo generador del régimen ordinario, en barras de central.
- f) Medida provisional o definitiva de la energía producida por cada grupo generador del régimen especial, en barras de central.
- g) Coste de generación provisional o definitivo de cada grupo generador del régimen ordinario, distinguiendo la parte fija y la parte variable del mismo.
- h) Disponibilidad horaria provisional o definitiva de cada grupo de generación en régimen ordinario.
- i) Precio final horario de generación provisional o definitivo.
- j) Energía programada en barras de central adquirida por cada distribuidor, o, si se dispone de la totalidad de las medidas, provisionales o definitivas, energía en barras de central calculada en base a dichas medidas.
- k) Coste de la energía en barras de central adquirida por cada distribuidor.
- l) Energía programada en barras de central adquirida por cada comercializador, o, si se dispone de medidas, provisionales o definitivas, energía en barras de central calculada en base a las mismas.
- m) Coste de la energía en barras de central adquirida por cada comercializador.
- n) Energía programada en barras de central adquirida por cada consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho, o, si se dispone de medidas, energía en barras de central calculada en base a las mismas.
- o) Coste de la energía en barras de central adquirida por cada consumidor que adquiere directamente la energía en el despacho.
- p) Importe provisional o definitivo de la liquidación complementaria que corresponde a cada grupo de generación en régimen ordinario.
- q) Importe provisional o definitivo de la liquidación complementaria que corresponde a cada grupo de generación en régimen especial.
- r) Prima provisional o definitiva de funcionamiento de cada grupo de generación en régimen ordinario, calculada conforme a lo establecido en el artículo 14 de la presente orden.

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 regirá en los SEIE y el contrato de adhesión correspondiente a las mismas serán aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a propuesta del Operador del Mercado, previo informe de la Comisión Nacional de Energía.

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 aislado 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 adherirse a las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago que regirá en los SEIE y suscribir el contrato de adhesión correspondiente a las mismas, así como contar con la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en dicho despacho. 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.*

A los efectos previstos en el artículo 12 de la presente orden para 2006 se fijan los siguientes valores del tipo de interés mensual (r) a aplicar y de la prima complementaria del tipo de interés (p) para incentivar a minimizar las diferencias entre programa y medida:

- tipo de interés anual r: Interés legal del dinero
- prima complementaria del tipo de interés p: $\pm 1,5\%$

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 nº 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.*

1. Los titulares de las instalaciones en régimen ordinario existentes a la entrada de la presente Orden, dispondrán de un plazo máximo de tres años para realizar las pruebas que se establecen en el apartado 2 del artículo 6.

2. En tanto no se realicen las pruebas citadas en el apartado anterior o se fijen los parámetros de acuerdo con lo dispuesto en la presente Orden, los parámetros aplicables de los diferentes componentes del coste variable de generación serán los siguientes:

2.1 Para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001, los valores de los parámetros a, b y c son los reflejados en el Anexo I.

Para los grupos que entren en explotación desde el 1 de enero de 2002 dichos valores serán los contenidos en el Anexo II.

2.2 Para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001, los valores de los parámetros a', b' y d son los reflejados en el Anexo III.

Para los grupos que entren en explotación desde el 1 de enero de 2002 dichos valores serán los contenidos en el Anexo IV.

Los valores del parámetro d contenidos en los Anexos III y IV corresponden al año 2001 y 2002, respectivamente.

2.3 Para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001, los valores de los parámetros a'' y b'' son los reflejados en el Anexo V.

Para los grupos que entren en explotación desde el 1 de enero de 2002 dichos valores serán los contenidos en el Anexo VI.

Los valores del parámetro a'' contenidos en los Anexos V y VI corresponden al año 2001 y 2002, respectivamente.

2.4 Para los grupos existentes a 31 de diciembre de 2001 los valores de consumo de combustible utilizado de cada grupo i durante el periodo que se encuentra en situación de reserva caliente $cc_{rc}(i)$ son los reflejados en el Anexo VII de la presente Orden.

2.5 El valor del parámetro a'''(i,h,j) se fija para cada grupo en el 5% de los valores unitarios correspondientes al coste de garantía de potencia de cada grupo, sólo para aquellos grupos que tengan una banda de regulación asignada y que respondan bajo un sistema automático de control de la generación (AGC).

3. Transcurrido el período transitorio establecido en el apartado uno de la presente disposición para aquellos grupos a los que no se hubieran realizado las pruebas correspondientes, la Dirección General de Política Energética y Minas podrá modificar, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, los parámetros transitorios que se fijan en el apartado 2 anterior.

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.*

1. En cada uno de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en tanto exista un único distribuidor, sin considerar los acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que además sea el propietario de toda la red de transporte, no será necesaria la instalación de equipos de medida en los puntos frontera entre transporte y distribución de energía eléctrica

2. En tanto subsista el único distribuidor en los términos establecidos en el párrafo anterior, a los efectos de la aplicación del procedimiento de liquidación la variable que define la energía medida en las fronteras entre transporte y distribución EMF (d,h,j), no tendrá ningún valor, omitiéndose su presencia a efectos de la aplicación de todas las expresiones en las que interviene.

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 adherirse a dicho sistema presentando la correspondiente certificación de adhesión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y solicitando su inscripción definitiva en el registro junto con la certificación del Operador del Sistema del cumplimiento de los requisitos técnicos para poder ser dado de alta en el despacho 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
ALCUDIA 4	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	3.899,915	-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
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 CARBON
F = VAPOR FUEL
D = DIESEL
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	29.363,266	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	1.286,063	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	23.287,962	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
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	1.381,90	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	25.649,662	2.113,22	12,27
GUINCHOS,LOS 12	D	1.599,883	2.243,21	10,66
GUINCHOS,LOS 13	D	1.203,376	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	1.901,54	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	665,969	1.678,83	81,52
PALMAR,EL 18	D	665,969	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 = DIESEL
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRAULICA

ENDESA GENERACION, S.A. (DIVISION 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 = DIESEL
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	36,41
Grupos Diesel - 2T	>=24	7.613,794	1.381,90	15,25
Turbinas de gas aeroderivadas	<50	9.167,142	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 GENERACION, 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
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 CARBON
F = VAPOR FUEL
D2 = DIESEL 2 TIEMPOS
D4 = DIESEL 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)	
BCC.TIRAJANA 1	TG	10.150,00	0,21715	3.576.957
BCC.TIRAJANA 2	TG	10.150,00	0,21715	3.576.957
BCC.TIRAJANA 3	F	357.255,00	7,21595	11.117.000
BCC.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	188.353
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	D4	16.842,61	6,04405	144.902
SALINAS,LAS 5	D4	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	3.576.957
SALINAS,LAS 8	TG	10.150,00	0,21715	3.576.957
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	10.150,00	0,21715	3.576.957
GRANADILLA 2	D2	79.576,42	5,53611	188.353
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	59.446,37	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	1,44290	65.211
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	D4	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 = DIESEL 2 TIEMPOS
D4 = DIESEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRAULICA

ENDESA GENERACION, S.A. (DIVISION 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 = DIESEL 2 TIEMPOS

D4 = DIESEL 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

GESA GENERACION, 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 CARBON

F = VAPOR FUEL

D2 = DIESEL 2 TIEMPOS

D4 = DIESEL 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	230,166	1,50%
BCO.TIRAJANA 3	F	135,000	1,72%
BCO.TIRAJANA 4	F	135,000	1,72%
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%
LLANOS BLANCOS 15	D4	32,606	10,18%
EL MULATO	H	-	-

F = VAPOR FUEL
D2 = DIESEL 2 TIEMPOS
D4 = DIESEL 4 TIEMPOS
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRAULICA

ENDESA GENERACION, S.A. (DIVISION 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 = DIESEL 2 TIEMPOS
D4 = DIESEL 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	Potencia (MW)	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles	
		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	Potencia (MW)	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles	
		a" (euros/h.func.)	b" (porcentaje)
Grupos Diesel - 4T	<5	33,910	10,18%
Grupos Diesel - 4T	5-14	75,349	10,18%
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	Potencia (MW)	Costes O&M por funcionamiento y costes de fungibles	
		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 GENERACION. 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	-	-
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 CARBON
 F = VAPOR FUEL
 D = DIESEL
 TG = TURBINA DE GAS

UNELCO GENERACIÓN, S.A.

Denominación	Tipo	Consumo de combustible en reserva caliente (te/h) -cc _{re(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	22.542	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	-	-
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 = DIESEL
TG = TURBINA DE GAS
H = HIDRAULICA