



Comisión

Nacional

de Energía

**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN-  
COMPENSACIÓN DEFINITIVA DE LAS  
INSTALACIONES DE GENERACIÓN  
ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ORDINARIO  
EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS  
INSULARES Y EXTRAPENINSULARES.  
AÑO 2009**

22 de diciembre de 2010

## INDICE

1	RESUMEN Y CONCLUSIONES .....	3
2	OBJETO.....	4
3	NORMATIVA APLICABLE .....	4
4	ANTECEDENTES.....	5
5	CONSIDERACIONES PREVIAS .....	8
5.1	Sobre las autorizaciones de los grupos generadores y los valores definitivos de las medidas de energía.....	8
5.2	Sobre los plazos para la realización de este informe por la CNE .....	9
5.3	Sobre las actuaciones de la CNE respecto a la liquidación- compensación definitiva 2009.....	10
6	CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN.....	11
6.1	Consideraciones sobre los costes de generación calculados por REE .....	11
6.2	Consideraciones sobre los costes de generación adicionales solicitados por ENDESA .....	12
6.3	Resumen de los costes de generación en los SEIE para el cierre de 2009 .....	20
7	CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA .....	21
7.1	Consideraciones sobre los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular .....	21
7.2	Consideraciones sobre los ingresos por la venta de energía a precio del mercado peninsular .....	22
8	CONSIDERACIONES SOBRE LA LIQUIDACIÓN DEFINITIVA DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2008.....	22
9	LIQUIDACIÓN-COMPENSACIÓN DEFINITIVA .....	24
	ANEXO 1.- DETERMINACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS .....	26
	ANEXO 2.- ACTA DE INSPECCIÓN A REE .....	29
	ANEXO 3.- ACTAS DE INSPECCIÓN A GESA, UNELCO Y ENDESA .....	30
	ANEXO 4.- CUADROS POR SEIE EN LOS MESES DE OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2008.....	31
	ANEXO 5.- CUADROS POR SEIE EN 2009 .....	34
	ANEXO 6.- RETRIBUCIÓN POR SEIE SEGÚN CUOTA EXTRAPENINSULARES EN 2009 .....	35

# **INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN- COMPENSACIÓN DEFINITIVA DE LAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ORDINARIO EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES. AÑO 2009**

De conformidad con la Disposición Adicional Undécima, apartado tercero, 1, funciones Primera y Cuarta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y el Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía (CNE), el Consejo de Administración de este Organismo, en su sesión del día 22 de diciembre de 2010 ha acordado emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 RESUMEN Y CONCLUSIONES**

Se emite el presente informe para dar respuesta a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) de entrada el 2 de noviembre de 2010 sobre las liquidaciones-compensaciones definitivas del extracoste de las instalaciones de generación eléctrica en régimen ordinario en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) en el año 2009. Para ello se parte de la normativa vigente y la correspondiente solicitud de Endesa, así como de los informes de inspección de la CNE, tanto en lo relativo a los costes de generación calculados por REE como a las cinco partidas de costes adicionales solicitadas por Endesa (como son, el coste de la garantía de potencia de instalaciones en pruebas no inscritas o sin parámetros autorizados en la fecha de la solicitud, el coste de alquiler de grupos de generación, el déficit de derechos de emisión, los costes de naturaleza recurrente y los costes de los combustibles de apoyo). Por otra parte, se considera la metodología de la compensación definitiva 2006-2008 aprobada por el Consejo de Administración de la CNE en su informe de 24 de septiembre de 2009.

Teniendo en cuenta lo anterior se ha calculado en la liquidación-compensación definitiva 2009 que existe un déficit de 174,25 M€, considerando la información de liquidaciones

definitivas de REE, las compensaciones provisionales de la CNE y los resultados de la inspección. Lo anterior supone un importe inferior en 30,75 M€ al solicitado por Endesa.

## 2 OBJETO

El objeto de este documento es responder a la solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM), de entrada en la CNE el 2 de noviembre de 2010 de elaboración de Informe sobre la liquidación-compensación definitiva del extracoste<sup>1</sup> de las instalaciones de generación de electricidad en régimen ordinario en los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares (SEIE) en el año 2009.

## 3 NORMATIVA APLICABLE

- La Ley 54/1997, de 27 de Noviembre, del Sector Eléctrico.
- El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, por la que se determina 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 insulares y extrapeninsulares.
- La Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- La Resolución de 22 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las reglas del sistema de liquidaciones y garantías de pago de los sistemas eléctricos y extrapeninsulares.

---

<sup>1</sup> En la normativa vigente se emplean los términos de “liquidación” (art. 18 del RD 1747/2003) y de “compensación” en relación a las cuotas con destino específico (art. 7 del RD 2017/1997 y art. 3 del RD 1634/2006). Por su parte, el Real Decreto-Ley 6/2009, emplea el término de “extracoste” para hacer referencia a la parte del coste de generación en los SEIE que no está cubierta por el precio medio del mercado de producción peninsular. Por todo ello, se adopta en este informe la expresión conjunta “liquidación-compensación del extracoste”.

- La Resolución de 3 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se determina la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2008.
- La Orden ITC/1559/2010, de 11 de junio, por la que se regulan diferentes aspectos de la normativa de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

## 4 ANTECEDENTES

El artículo 12 de la Ley 54/1997 establece que las actividades para el suministro de energía eléctrica que se desarrollen en los SEIE serán objeto de una reglamentación singular.

Esta regulación se diferencia de la peninsular en lo referente a la actividad de producción, donde se establece un régimen económico regulado de costes reconocidos. Además, teniendo en cuenta el principio contenido en la Ley de aplicación en todo el territorio nacional de precios únicos a los consumidores para un mismo tipo de suministro, se contempla el reparto de los costes reconocidos en los SEIE entre todos los consumidores eléctricos. Así se establece un sistema de liquidación-compensación del extracoste a las instalaciones de producción en régimen ordinario en los SEIE, para que puedan percibir el coste de generación reconocido, dado que con la liquidación en el despacho por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción peninsular no se cubre dicho coste.

El coste de generación se estructura como la suma de unos costes fijos y variables reconocidos. Teniendo el año 2006 como base, periódicamente (semestral, anual o con una mayor periodicidad) se actualizan los valores de los parámetros y costes unitarios de las dos partidas que determinan los costes reconocidos. En el Anexo 1 se describe la metodología vigente para la determinación de los costes de generación reconocidos.

La regulación marco de las actividades de producción, transporte, distribución y comercialización en los SEIE viene establecida por el Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, cuyo objetivo es garantizar en estos territorios el suministro eléctrico y su calidad, al menor coste posible, tratando de minimizar sus singularidades. En este Real Decreto se

determina un doble mecanismo de liquidación del coste de generación a las instalaciones de producción en régimen ordinario en los SEIE, estableciéndose lo siguiente:

- a) La liquidación de la energía en el despacho económico de cada SEIE. De acuerdo con lo estipulado en los artículos 5.1 c) y 11 del RD 1747/2003, el Operador del Sistema (OS)<sup>2</sup>, REE, debe liquidar la energía vendida por las instalaciones de producción en régimen ordinario y especial a los precios finales de cada SEIE<sup>3</sup>.
- b) La Liquidación-compensación del extracoste de las instalaciones de producción en régimen ordinario, que completa la liquidación anterior para que puedan percibir sus costes de generación reconocidos. De acuerdo con lo estipulado en el artículo 18.2 del RD 1747/2003, la CNE ha de realizar esta liquidación-compensación provisionalmente con carácter mensual. Adicionalmente, con periodicidad anual, a solicitud del interesado, previo informe e inspección de la CNE, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) aprobará la cuantía definitiva que se determine.

De acuerdo con los artículos 16 y 17 de la Orden ITC/913/2006 y la Regla 14.2 de la Resolución de la Secretaría de Estado de Energía de 22 de mayo de 2009, el Operador del Sistema (REE) debe proporcionar a la CNE la información individualizada para cada instalación de producción, correspondiente al coste de generación y al importe de la energía generada valorada precio del mercado de producción peninsular. Con fecha 20 de julio de 2009 este operador remitió a la CNE la información de los costes de generación en el periodo 2006 a 2008 y los resultados de las liquidaciones efectuadas entre el 5 de noviembre de 2007 y el 2 de junio de 2009.

Por otra parte, en la DA 5ª de la Orden ITC/3869/2007 se estableció el procedimiento de liquidación que debía seguir el Operador del Mercado (Omel) para las energías vendidas y compradas a través del despacho económico de la generación en los SEIE entre el 1 de enero de 2006 al 4 de noviembre de 2007. Con fechas de entrada 14 de abril, 18 de julio y

---

<sup>2</sup> El Artículo 5.1 c) asignó inicialmente la liquidación de la energía vendida en el despacho económico al Operador del Mercado, pero la Ley 17/2007 reasignó esta función al Operador del Sistema.

<sup>3</sup> Conforme al artículo 11 del RD 1747/2003 los distribuidores, los comercializadores y los consumidores que participen en el despacho económico adquirirán la energía al precio medio final resultante para cada uno de estos segmentos en el mercado de producción en la península.

30 de octubre, todas ellas del año 2008, Omel remitió a la CNE la información de los resultados de estas liquidaciones.

De acuerdo con la DT 2ª de la Orden ITC/914/2006 y la DT 3ª de la Orden ITC/913/2006 las liquidaciones-compensaciones definitivas deberán contemplar los costes reconocidos y establecidos en estas Ordenes desde el 1 de enero de 2006, por lo que en el periodo 2001-2005 se deberá determinar la liquidación-compensación definitiva como diferencia entre los ingresos por venta de energía a los consumidores y los costes auditados, en unos casos, y regulados, en otros. En este sentido, la CNE aprobó el 10 de enero de 2007 su Informe de liquidación-compensación definitiva en los SEIE para el periodo 2001-2005, dando respuesta a la pertinente solicitud de la DGPEyM, y una vez realizada la petición por parte de Endesa. Para ello, la CNE efectuó la inspección correspondiente, evaluando un déficit de liquidación-compensación definitiva en los años 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005 de 806 M€, a 31 de diciembre de 2006.

Con fecha 24 de septiembre de 2009 la CNE emitió su Informe sobre la liquidación-compensación definitiva de las instalaciones de generación eléctrica en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, años 2006, 2007 y 2008, en el que se proponía al MITyC un déficit en dicho periodo de 1.608 M€. Con fecha 3 de diciembre de 2009 la DGPEyM resolvió un déficit de 1.485 M€.

Con fecha 3 de diciembre de 2009 la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó la Resolución por la que se determina la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los SEIE a los ejercicios 2006, 2007 y 2008. El párrafo sexto de dicha Resolución estipula que la diferencia que resulte del cierre definitivo de las liquidaciones de los generadores de los meses de producción de octubre, noviembre y diciembre de 2008, se regularizarán y se incorporarán en la liquidación definitiva de los costes específicos de la compensación de los SEIE del ejercicio de 2009.<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> “**Sexto.-** Las diferencias de ingresos o costes que resulten como consecuencia del cierre definitivo de las liquidaciones de los generadores por el Operador del Sistema para el último trimestre de 2008, con las medidas definitivas de la energía para los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2008, así como del resto de costes e ingresos, se regularizarán provisionalmente en la primera liquidación de actividades reguladas que realice la Comisión Nacional de Energía a contar desde la fecha en que se produzca la diferencia, y se incorporarán de forma definitiva en la liquidación definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares de las empresas generadoras de ENDESA, S.A. para el año 2009.”

Estos importes se refieren tanto a las liquidaciones de los generadores realizadas por el Operador del Sistema para el último trimestre de 2008, como al resto de costes e ingresos. Entre estos últimos, se ha de considerar, según la exposición de motivos, *“la diferencia en el importe de ingresos por cobro de cuotas a considerar respecto al calculado por la CNE, de 205 millones de euros, correspondiente a las liquidaciones de estos años (2006 a 2008) realizadas hasta la liquidación de julio de 2009”*.

Con fecha de entrada en la CNE 2 de noviembre de 2010, la DGPEyM remitió oficio solicitando informe sobre las liquidaciones-compensaciones definitivas para el año 2009 de acuerdo con el artículo 18.4 del Real Decreto 1747/2003, y una vez que Endesa había procedido a su solicitud. En su oficio, la DGPEyM establecía como plazo para realizar el informe el fijado en el artículo 6 del Reglamento de la CNE.

## **5 CONSIDERACIONES PREVIAS**

### ***5.1 Sobre las autorizaciones de los grupos generadores y los valores definitivos de las medidas de energía***

En los artículos 10 y 16.3 de la Orden ITC 913/2006 y en la Regla 10 de la Resolución de 22 de mayo de 2009 de la Secretaría de Estado de Energía se establece el calendario de liquidación en los SEIE, estando previsto el cierre mensual de las liquidaciones de REE, una vez que se disponga de los parámetros de los grupos de generación y el cierre definitivo de las medidas de energía, necesarios para el cálculo de los costes de generación. Para ello se determinan liquidaciones provisionales diarias del mes  $m$  y en los meses  $m+1$ ,  $m+3$  y  $m+8$ , así como una liquidación definitiva en el mes  $m+10$ .

En este sentido, se ha de señalar que las liquidaciones de los generadores SEIE correspondientes a 2009 e informadas por REE a la CNE son definitivas con respecto a las medidas de energía.

No obstante lo anterior, en el escrito de Endesa que acompaña el oficio de 2 de noviembre de 2010, y al igual que en el expediente de los años 2006-2008, se solicitan adicionalmente determinadas partidas de coste en determinados grupos generadores que no han sido recogidas en las liquidaciones de REE, por no carecer de parámetros aprobados o por no encontrarse inscritos con carácter definitivo en el Registro



Administrativo<sup>5</sup> (como son, el coste de la garantía de potencia de instalaciones en pruebas no inscritas con carácter definitivo en el Registro Administrativo y el coste de grupos de generación en régimen de alquiler)<sup>6</sup>.

La Comisión ha de señalar, al igual que en el expediente de los años 2006-2008, que la consideración de los nuevos costes solicitados por Endesa y no calculados por REE, dificulta el pronunciamiento de la CNE sobre las liquidaciones-compensaciones definitivas de 2009, en la forma a como se establece en el artículo 18.4 del Real Decreto 1747/2003.

Como a la fecha de la emisión de este informe, la DGPEyM ha completado la aprobación de los parámetros e inscripciones definitivas de estos grupos, se considera que pueden ser reconocidos estos costes, sin perjuicio de que en su cálculo, una vez que se han cerrado las liquidaciones de REE, han de adoptarse determinadas simplificaciones, que se describirán en los apartados correspondientes.

## **5.2 Sobre los plazos para la realización de este informe por la CNE**

Con fecha 2 de noviembre de 2010, la DGPEyM remitió oficio a la CNE solicitando informe sobre las liquidaciones-compensaciones definitivas durante el ejercicio de 2009 en el plazo el fijado en el artículo 6 del Reglamento de la CNE. Este plazo corresponde a diez hábiles desde que recibe la solicitud.

La Comisión ha de resaltar la imposibilidad práctica de realizar el informe solicitado por la DGPEyM en dicho plazo, dado que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 18.4 del Real Decreto 1747/2003, el informe de liquidación-compensación definitiva debe estar basado en la inspección de la CNE. Además, en el oficio se solicita la valoración de cinco partidas de coste para las que es preciso efectuar cálculos e inspecciones adicionales.

Sin perjuicio de todo ello, la CNE ha tratado de elaborar este informe y las inspecciones asociadas en el plazo más breve posible.

---

<sup>5</sup> A la fecha de la misión de este informe ya se dispone de las Resoluciones de la DGPEyM de 1 de diciembre de 2010 por la que se fija el valor de inversión y los parámetros técnicos de los grupos IBIZA 22 (TURBINA DE GAS Nº 5), IBIZA 23 (TURBINA DE GAS Nº 6), MAHÓN 16 (TURBINA DE GAS Nº 5), ciclo combinado 2 de CA´S TRESORER (TURBINA DE GAS 3, 4 y TURBINA DE VAPOR 2).

<sup>6</sup> Además, Endesa solicita el reconocimiento de otros costes, como el déficit de derechos de emisión, los costes de naturaleza recurrente y los costes de los combustibles de apoyo.

### **5.3 Sobre las actuaciones de la CNE respecto a la liquidación-compensación definitiva 2009**

Conforme a la regulación vigente, y al igual que en el expediente de los años 2006-2008, la liquidación-compensación definitiva de 2009 ha de calcularse como diferencia entre los costes de generación reconocidos a los generadores en régimen ordinario en los SEIE (costes de la garantía de potencia, costes de operación y mantenimiento, costes de combustible, costes de arranque, costes de naturaleza recurrente, costes de reserva caliente y costes de banda de regulación) menos los ingresos obtenidos provisionalmente por estos generadores (provenientes del despacho de generación de REE, donde se valora la energía al precio horario peninsular, más los provenientes de la compensación extrapeninsular pagada mensualmente por la CNE a Endesa).

Como se ha señalado anteriormente, en el escrito que acompaña el oficio de la DGPEyM, se solicitan además determinadas partidas de coste que no han sido recogidos por REE, por precisar la autorización de la DGPEyM (como son, el coste de la garantía de potencia de instalaciones en pruebas no inscritas con carácter definitivo o sin parámetros autorizados en la fecha de la solicitud, el coste de alquiler de grupos de generación, el déficit de derechos de emisión, los costes de naturaleza recurrente y los costes de los combustibles de apoyo).

Con fecha 15 de diciembre de 2009 el Consejo de Administración de la CNE aprobó realizar las siguientes inspecciones en relación con las liquidaciones-compensaciones definitivas de 2009:

- a) Inspección de los despachos en los SEIE gestionados por REE para contrastar y verificar el procedimiento de determinación de las distintas partidas, fijas y variables, que componen los costes de generación. Igualmente, inspección a REE para verificar el procedimiento de determinación de los ingresos liquidados a los generadores en régimen ordinario en los SEIE, por la venta de su energía a precio horario peninsular (Véase el Anexo 2).
- b) Inspección a Gesa, Unelco y Endesa para determinar las referidas cinco nuevas partidas de coste que ha propuesto Endesa para que sean incluidas en las compensaciones definitivas de 2009 (Véase el Anexo 3).

Por otra parte, conforme al artículo 18.2 del Real Decreto 1747/2003 y los artículos 16 y 17 de la Orden ITC/913/2006, la CNE recibe mensualmente de REE la información correspondiente a los distintos componentes de los costes de generación en régimen ordinario, así como las liquidaciones practicadas en los despachos SEIE.

Además, conforme al mismo artículo 18.2, se debe considerar en la determinación de las liquidaciones-compensaciones definitivas los pagos mensuales realizados por la CNE a los generadores en régimen ordinario en concepto cuota con destino específico “*compensación insular y extrapeninsular*”, conforme a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 2017/1997(Véase el Anexo 6).

Por último, se debe tener en cuenta la diferencia que resulta del cierre definitivo de la producción eléctrica en los SEIE en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2008 con respecto a los valores provisionales reportados por REE a fecha de 29 de julio de 2009, según dispone el párrafo sexto de la Resolución del 3 de diciembre de 2009 (Véase el Anexo 4).

## **6 CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES DE GENERACIÓN**

### ***6.1 Consideraciones sobre los costes de generación calculados por REE***

Según la regulación vigente, los costes de generación reconocidos a los generadores en régimen ordinario en los SEIE son los siguientes:

1.- Costes de la garantía de potencia, que contemplan los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento, que podrán incluir a los costes de naturaleza recurrente.

2.- Costes variables, que contemplan los costes de combustible, los costes de arranque o alternativamente, los de reserva caliente, los costes variables de operación y mantenimiento, y los costes de banda de regulación.

Con respecto a los costes de generación en el ejercicio 2009, de acuerdo con la información remitida por REE a la CNE, el resumen de los costes de generación en régimen ordinario en los SEIE, que ha calculado este operador, se refleja en el Cuadro 1 siguiente:

**Cuadro 1.**

<b>COSTES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE CALCULADOS POR REE</b>					
	<b>Producción medida (GWh)</b>	<b>Importe coste variable (M€)</b>	<b>Importe garantía de potencia (M€)</b>	<b>Importe total (M€)</b>	<b>Coste unitario (€/MWh)</b>
2009	14.533,56	1.320,65	576,16	<b>1.896,81</b>	130,51

En el Anexo 5 se desglosan las cifras anteriores por SEIE para 2009.

Por otra parte, el informe de inspección de la CNE a REE (Anexo 2), ha concluido la validez del procedimiento de determinación de las distintas partidas, fijas y variables, que componen los costes de generación reconocidos.

Sin perjuicio de lo anterior, Endesa ha declarado que “los costes de generación SEIE en régimen ordinario determinados por el Operador del Sistema” en 2009 son 1.906 M€, lo que supone un importe superior<sup>7</sup> en 9,2 M€ respecto al reflejado en el cuadro anterior.

Por todo ello, la CNE considera que el coste de generación en régimen ordinario en los SEIE durante el año 2009 calculado por REE, de 1.896,81 M€ corresponde al resultado de la aplicación de la normativa actualmente vigente.

## **6.2 Consideraciones sobre los costes de generación adicionales solicitados por ENDESA**

Como se ha señalado anteriormente, en el escrito que acompaña el oficio de 2 de noviembre de 2010 de la DGPEyM, se solicitan adicionalmente determinadas partidas de coste que no han sido recogidas en los cálculos de REE, por precisar la autorización previa de la propia DGPEyM.

### **6.2.1 Coste de garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario no inscritas con carácter definitivo en la fecha de la solicitud**

Endesa solicita el reconocimiento de 17 M€ adicionales en concepto de garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario en pruebas, no inscritas con

<sup>7</sup> Concretamente 9.159.506 € según se refleja en el Acta de Inspección del Anexo 2.

carácter definitivo en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción durante el ejercicio de 2009 o que carecían de parámetros autorizados en la fecha de la solicitud, y que han sido despachadas por el Operador del Sistema por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico, por lo que no ha sido liquidado su coste fijo referente a retribución por garantía de potencia.

La razón por la que no se ha realizado una liquidación completa de estos grupos es el hecho de que no se haya completado el trámite administrativo de los mismos puesto que en ellos estaba pendiente su inscripción definitiva en el registro y la publicación de la Resolución con el valor de inversión y los parámetros necesarios para la realización de los cálculos del coste de generación.

En el artículo 5.4 y en la DA 1ª de la Orden ITC/914/2006, se establece que la Dirección General de Política Energética y Minas fijará los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento para aquellas instalaciones de generación que sea preciso su concurso por razones de seguridad de suministro. Asimismo, en los artículos 6.2 y 7 de la Orden ITC/913/2006 se le otorgan también las competencias para fijar los parámetros y costes que determinan los costes variables.

Con fecha 1 de diciembre de 2010, dentro del periodo de tramitación de este expediente, la DGPEyM resolvió la inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica de determinados grupos que carecían de inscripción [los grupos IBIZA 22 (TURBINA DE GAS Nº 5), IBIZA 23 (TURBINA DE GAS Nº 6), MAHÓN 16 (TURBINA DE GAS Nº 5), y ciclo combinado 2 de CA'S TRESORER (TURBINA DE GAS 3, 4 y TURBINA DE VAPOR 2)], así como sus valores unitarios de inversión y parámetros técnicos,

Por otra parte, en los informes de inspección de la CNE, se señala que todos los grupos para los que se solicita el reconocimiento del coste de garantía de potencia poseen actas provisionales y definitivas de puesta en servicio, así como las autorizaciones otorgadas por las correspondientes Comunidades y Ciudades Autónomas, de fechas coherentes con las fechas de conexión a la red declaradas por Endesa.

La CNE insta a los agentes productores a anticipar las solicitudes de autorización de los nuevos grupos de generación con el fin de que los órganos correspondientes de las administraciones competentes (energéticas y medioambientales) puedan agilizar de los

trámites de autorización, de forma que se eviten riesgos a las personas y las cosas, y se preserve la garantía del suministro.

Asimismo, conforme a la regulación vigente, la CNE ha realizado el preceptivo informe sobre los parámetros técnicos de la mayor parte de las instalaciones para las que se solicita el reconocimiento del coste de garantía de potencia.

Al igual que en el expediente previo de los años 2006-2008 se determina el valor de la inversión reconocida en cada grupo conforme a la regulación vigente, a partir de la inversión real auditada más el 50 por ciento de la diferencia con el límite máximo establecido en el Anexo II de la Orden ITC/914/2006. Asimismo, se considera el importe del coste fijo de operación y mantenimiento establecido en el mismo Anexo, y todo ello, con las convenientes actualizaciones anuales. Adicionalmente se simplifica el cálculo de la garantía de potencia aplicando un factor de estacionalidad igual a la unidad para todas las horas del año y un valor para la disponibilidad anual del 88 por ciento, lo que corresponde con la disponibilidad objetivo prevista en la regulación.

Los resultados de las inspecciones de la CNE se observan en el siguiente cuadro donde la garantía de potencia de los grupos no inscritos se refiere solamente en el SEIE balear (Véase detalles en el Anexo 5 cuadro 2 y en las Actas de Inspecciones de la CNE por SEIE).

**Cuadro 2.**

<b>COSTES TOTALES DE GARANTÍA DE POTENCIA GRUPOS NO INSCRITOS DIFERENCIA, 2009</b>			
	<b>Valoración CNE (M€)</b>	<b>Valoración Endesa (M€)</b>	<b>ENDESA -CNE (M€)</b>
<b>SEIE-total</b>	<b>15,93</b>	<b>17,27</b>	<b>1,33</b>

Por lo tanto, la CNE considera adecuado el reconocimiento de 15,93 M€ adicionales en concepto de garantía de potencia de instalaciones de generación en régimen ordinario en pruebas, no inscritas con carácter definitivo en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción durante el ejercicio de 2009 o que carecían de parámetros autorizados en la fecha de la solicitud.

### **6.2.2 Coste de los grupos de generación en régimen de alquiler que transitoriamente ha sido necesario instalar**

Endesa solicita el reconocimiento de 8 M€ adicionales en concepto de garantía de potencia y coste variable de grupos de generación en régimen de alquiler que transitoriamente ha sido necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro eléctrico “*puestos de manifiesto por el Operador del Sistema*”. Por un lado han sido necesarios estos grupos para la cobertura de las puntas de demanda y por otro, para corregir los efectos que causan determinadas deficiencias de la red de transporte.

En los informes de inspección de la CNE a Gesa, Unelco y Endesa (Véase Anexo 3), se señala que se solicitó a estas empresas las autorizaciones de funcionamiento de los grupos, los requerimientos de funcionamiento dados por el Operador del Sistema, los contratos de alquiler de los mismos y el desglose de los combustibles consumidos, lo que ha sido convenientemente aportado, salvo en el caso de los contratos, proporcionándose en su lugar las facturas justificativas de los costes de alquiler y que coinciden con los importes reflejados en los informes de la empresa de auditoría.

Asimismo, los informes de inspección han valorado el coste de los combustibles consumidos.

En definitiva, en el Cuadro siguiente se reflejan los importes propuestos por la inspección de la CNE por este concepto, junto a los solicitados por Endesa. En el Anexo 5 se desglosan estas partidas por SEIE.

**Cuadro 3.**

<b>COSTES DEL ALQUILER DE GRUPOS DE GENERACIÓN, 2009</b>			
	<b>Valoración CNE (M€)</b>	<b>Valoración Endesa (M€)</b>	<b>ENDESA -CNE (M€)</b>
<b>SEIE-total</b>	<b>8,44</b>	<b>8,44</b>	<b>0,00</b>

Conforme a los resultados de los referidos informes de inspección, considerando los costes reales de alquiler y los costes de combustible calculados, se propone el reconocimiento de un coste adicional de 8 M€ en concepto de garantía de potencia y costes variables de los grupos de generación en régimen de alquiler que transitoriamente

ha sido necesario instalar por motivos de seguridad y garantía de suministro, lo que es igual al importe solicitado por Endesa.

### **6.2.3 El déficit neto de derechos de emisión**

Endesa solicita el reconocimiento de 53 M€ adicionales en concepto de déficit neto de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

De acuerdo con el artículo 7.7 de la Orden ITC/913/2006, los costes de combustible se revisarán en relación con el coste o ingreso neto que resulte al final de cada año 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.

En los informes de inspección se ha realizado el recálculo de estos importes, considerando las emisiones reales certificadas y publicadas en el Registro Nacional de Derechos de Emisión de Gases de Efecto Invernadero (RENADE), los derechos de emisión otorgados gratuitamente en los correspondientes Planes Nacionales de Emisión, y los precios medios anuales de los derechos de emisión de los mismos mercados internacionales que se han utilizado en las minoraciones efectuadas en las centrales peninsulares con derechos gratuitos (Véase Anexo 3).

En el Cuadro siguiente se reflejan los importes propuestos por la inspección de la CNE por este concepto, junto a los solicitados por Endesa. En el Anexo 5 se desglosan estas partidas por SEIE.

**Cuadro 4.**

<b>COSTES NETOS POR DÉFICIT DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2009</b>			
	<b>Valoración CNE (M€)</b>	<b>Valoración Endesa (M€)</b>	<b>ENDESA -CNE (M€)</b>
<b>TOTAL</b>	<b>53,11</b>	<b>53,10</b>	<b>-0,008</b>

Conforme a los resultados de los referidos informes de inspección, considerando los costes calculados con el procedimiento descrito, se propone el reconocimiento de un coste adicional de 53,11 M€ en concepto de déficit neto de derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, lo que resulta ligeramente inferior al importe solicitado por Endesa.



#### **6.2.4 Costes reales de naturaleza recurrente**

Endesa solicita el reconocimiento de 23 M€ adicionales en concepto de diferencia entre los costes de naturaleza recurrente auditados (59,44 M€) y provisionalmente reconocidos (36,38 M€). Endesa solicita el reconocimiento de estos costes no solamente en grupos de carbón, fuel y de ciclo combinado, sino también en otros grupos.

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 5.3 de la Orden ITC/914/2006, los costes provisionales de naturaleza recurrente para cada grupo de carbón, fuel y ciclo combinado serán el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida al grupo, aunque los valores definitivos serán los gastos reales auditados que apruebe la DGPEyM. La Orden no precisa si las compensaciones definitivas se han de limitar igualmente a las tecnologías anteriormente mencionadas.

La CNE, en sus informes a la compensación definitiva 2001-2005, y 2006-2008 consideró la totalidad de los costes de naturaleza recurrente auditados en todas las tecnologías de generación en régimen ordinario en los SEIE.

La inspección de la CNE solicitó a Endesa el detalle sobre el modo en el que se habían realizado las imputaciones de estos costes para cada grupo (Véase Anexo 3). Con ello se ha comprobado que las cantidades solicitadas como costes recurrentes de cada grupo son el resultado de sumar a las inversiones anuales en el grupo un reparto de costes de inversión en cada central entre los grupos que la componen y un reparto de otros costes de inversión de cada SEIE. Estas inversiones se activan en la contabilidad y se añaden al valor bruto de inversión de los grupos, comprobándose que coinciden con el importe solicitado por este concepto.

**Cuadro 5.**

<b>COSTES DE NATURALEZA RECURRENTE ADICIONAL SOLICITADA POR ENDESA, 2009</b>			
	<b>Costes recurrentes auditados (M€)</b>	<b>Cálculo provisional de OS (M€)</b>	<b>Cantidad solicitada ENDESA (M€)</b>
Baleares	25,18	15,96	9,22
Canarias	29,92	20,42	9,50
Ceuta	4,34	0,00	4,34
Melilla			
SEIE - total	59,44	36,38	23,06

Por lo tanto, la CNE considera adecuado el reconocimiento 23 M€ adicionales en concepto de diferencia entre los costes de naturaleza recurrente auditados (59,44 M€) y provisionalmente reconocidos (36,38 M€).

#### **6.2.5 Los costes de mezclas de combustibles**

Endesa solicita el reconocimiento de 9,996 M€ adicionales en concepto de costes adicionales de mezclas de combustibles en el funcionamiento y arranque de las instalaciones de generación, dado que el Operador del Sistema únicamente ha determinado el coste variable con el combustible principal.

De acuerdo con el artículo 6.1 a) de la Orden ITC/913/2006, el coste de combustible se calculará horariamente para cada grupo de generación a partir de su curva de consumo específico estándar (en termias/kWh) y del precio de la terminación de los combustibles utilizados en dicha hora (€/termia). Los costes de arranque también dependen del precio de los combustibles utilizados. Por lo tanto, la CNE comparte el criterio de la DGPEyM de que en la normativa vigente se reconoce tanto el coste del combustible principal como el de los combustibles de apoyo.

Sin perjuicio de que el coste los combustibles de apoyo se deben reconocer en el funcionamiento y en los arranques de las instalaciones de generación, la CNE considera que este coste no debe ser reconocido cuando estos combustibles son empleados como consecuencia de restricciones ambientales. De acuerdo con la normativa vigente general, no sólo en los SEIE sino también en la península, en el caso de restricciones ambientales

en un grupo de generación, el titular debe declarar al grupo indisponible total o parcialmente, y solo en caso de que resulte imprescindible para la cobertura de la demanda, podrá ser programado por el Operador del Sistema. Sólo en este último supuesto en los SEIE, se podría reconocer el coste de la mezcla de combustible y así realizar el despacho económico.

El Operador del Sistema ha justificado el hecho de no incluir en sus liquidaciones los combustibles de apoyo, entre otros, en que *“para el correcto despacho de los grupos, según el criterio de merito económico contemplado en el Real Decreto 1747/2003, es necesario previamente estimar unos porcentajes de mezcla de combustible para el cálculo del coste de generación, que no han sido definidos”*, mediante el correspondiente Procedimiento de Operación.

Con fecha 23 de septiembre de 2010 la CNE aprobó la “Propuesta de procedimiento de operación sobre reconocimiento de la mezcla de combustibles en las unidades de producción en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares”, considerando que al establecer horariamente las fracciones de termias de cada combustible, el despacho económico será más eficiente.

La inspección de la CNE, en caso del incremento de coste por empleo de mezcla de combustibles en los arranques, no ha detectado diferencias en los cálculos paralelos realizados (Véase Anexo 3). Esto lo ha comprobado efectuando un recálculo del coste de combustible a partir de los balances mensuales de existencias, de entradas y de consumos de combustibles. Con los PCI estándares establecidos en la normativa, ha determinado las termias de los diferentes combustibles consumidas en cada grupo. A estas termias se les ha descontado las consumidas en los arranques. Con ello se han obtenido los porcentajes de mezcla  $\xi$  de los combustibles utilizados en cada grupo. A partir de los importes de los costes de funcionamiento y de arranque calculados provisionalmente por REE con los combustibles principales, y los  $\xi$  así determinados, se pueden obtener de forma simplificada los sobrecostes adicionales por las mezclas de combustibles.

Sin embargo, los porcentajes de consumo de combustibles en funcionamiento calculados por la Inspección no coinciden con los porcentajes aportados por Endesa. Estás

variaciones llevan a diferencias en el incremento del Coste Variable de Funcionamiento y del Coste Variable de O&M respecto a las reclamados por Endesa.

En el Cuadro siguiente se reflejan los importes propuestos por la inspección de la CNE por este concepto, junto a los solicitados por Endesa. En el Anexo 4 se desglosan estas partidas por SEIE.

**Cuadro 6.**

COSTES TOTALES DE COMBUSTIBLE, 2009			
	Valoración CNE (M€)	Valoración Endesa (M€)	ENDESA -CNE (M€)
<b>SEIE - TOTAL</b>	<b>9,996</b>	<b>9,996</b>	<b>0,00</b>

Conforme a los resultados de los referidos informes de inspección, considerando los balances de combustible en cada grupo y los costes calculados con el procedimiento descrito, se propone el reconocimiento de un coste adicional de 9,996 M€ adicionales en concepto de costes adicionales de los combustibles de apoyo en el funcionamiento y arranque de las instalaciones de generación, lo que resulta igual al importe solicitado por Endesa.

### **6.3 Resumen de los costes de generación en los SEIE para el cierre de 2009**

A continuación se incluye el cuadro con los costes de generación en régimen ordinario en los SEIE, por conceptos, que incluye los costes calculados por REE para el ejercicio de 2009, más los costes adicionales solicitados por ENDESA para el ejercicio de 2009, con las valoraciones y ajustes realizados por la CNE. En el Anexo 5 se desglosan por SEIE las partidas objeto de inspección.

**Cuadro 7.**

COSTES TOTALES DE GENERACIÓN EN RO SEIE CONSIDERADOS EN EL CIERRE DEL EJERCICIO 2009								
Producción medida (GWh)	Coste de generación RO calculado por REE (M€)	Coste adicional de garantía de potencia de instalaciones no inscritas (M€)	Coste de los grupos en régimen de alquiler (M€)	Coste neto por déficit de derechos de emisión (M€)	Costes adicionales de naturaleza recurrente (M€)	Costes adicionales por mezcla de combustible (M€)	Coste total (M€)	Coste unitario (euros/MWh)
14.533,56	1.896,81	15,93	8,44	53,11	23,06	9,996	<b>2.007,35</b>	138,12

Conforme a los resultados de los referidos informes de inspección, considerando las observaciones descritas en los apartados anteriores, se obtiene un coste total de generación de 2.007,35 M€, que resulta inferior al solicitado por Endesa en 9,65 M€.

## 7 CONSIDERACIONES SOBRE LOS INGRESOS A CUENTA

### 7.1 Consideraciones sobre los ingresos en concepto de compensación extrapeninsular

Endesa solicita el reconocimiento de 1.134 M€ percibidos en concepto de cuota con destino específico “*compensación insular y extrapeninsular*” durante el año 2009.

Sin embargo, los importes realmente entregados a Endesa por este Organismo y por este concepto, de acuerdo con la información disponible en la CNE, ascienden a 1.340M€ (El desglose por SEIE véase en el Anexo 6.)

**Cuadro 8.**

	M€
Retribución SEIE según cuota extrapeninsulares recaudada en el período 02/2009 y 01/2010	1.339,82
Retribución imputable al ejercicio 2008 s/ Resolución del 03/12/2009	-205,00
<b>Ingreso provisional por concepto de compensación extrapeninsular 2009</b>	<b>1.134,82</b>
<b>Ingreso por recaudación por cuotas por extrapeninsularidad según ENDESA</b>	<b>1.134,45</b>
<b>Diferencia CNE - ENDESA</b>	<b>0,37</b>

Se debe descontar de este importe pagado los referidos 205 M€ pagados en 2009, ya que aunque han sido pagados en 2009, deben ser aplicados al periodo 2006-2008, conforme al apartado sexto de la Resolución de 3 de diciembre de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Con todo ello, resulta un importe neto de compensación provisional de 1.135 M€, lo que supone una diferencia respecto al importe incluido en la propuesta de Endesa de 0,37 M€.

## **7.2 Consideraciones sobre los ingresos por la venta de energía a precio del mercado peninsular**

Endesa solicita el reconocimiento de 682 M€ percibidos por los generadores en régimen ordinario en los SEIE en concepto liquidación por venta de energía a precio del mercado peninsular a los distribuidores, los comercializadores y los clientes cualificados durante el año 2009.

Conforme a la información remitida a la CNE por REE, el importe final resulta ser de 682,53 M€ según indica el siguiente cuadro.

**Cuadro 9.**

<b>SEIE</b>	<b>Pagos percibidos s/ precio mercado (M€)</b>
Baleares	272,31
Canarias	390,54
Ceuta	10,15
Melilla	9,52
<b>Total general</b>	<b>682,53</b>

## **8 CONSIDERACIONES SOBRE LA LIQUIDACIÓN DEFINITIVA DEL CUARTO TRIMESTRE DE 2008**

El párrafo sexto de la mencionada Resolución del DGPEyM del 3 de diciembre de 2009 estipula que la diferencia que resulte del cierre definitivo de las liquidaciones de los generadores por venta de energía a precio peninsular de los meses de producción de octubre, noviembre y diciembre de 2008, se regularizarán y se incorporarán en la liquidación definitiva de los costes específicos de la compensación de los SEIE del ejercicio de 2009. El siguiente cuadro recoge los datos provisionales y definitivos de los meses octubre – diciembre 2008, así como su diferencia según la información facilitada por el Operador del Sistema.

**Cuadro 10.**

COSTES PROVISIONALES Y DEFINITIVOS DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE CALCULADOS POR REE, 2008												
meses 2008	Producción medida (GWh)			Coste producción total (M€)			Liquidación a precio mercado (M€)			Compensación (M€)		
	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)
oct-08	1.220,63	1.227,45	6,82	213,98	196,70	-17,29	92,57	92,99	0,42	121,42	103,71	-17,70
nov-08	1.046,86	1.163,59	116,74	182,42	184,54	2,12	76,03	84,37	8,34	106,39	100,16	-6,22
dic-08	1.004,86	1.264,59	259,73	176,91	213,03	36,12	65,54	80,49	14,95	111,37	132,54	21,17
<b>Total oct- dic 2008</b>	<b>3.272,34</b>	<b>3.655,63</b>	<b>383,29</b>	<b>573,31</b>	<b>594,27</b>	<b>20,96</b>	<b>234,14</b>	<b>257,85</b>	<b>23,71</b>	<b>339,17</b>	<b>336,42</b>	<b>-2,75</b>

Es de señalar que, según el Cuadro 10, en el coste de producción total reconocido para este período (octubre, noviembre y diciembre 2008) la diferencia entre la liquidación provisional y definitiva es de 20,96 M€. Sin embargo, la liquidación definitiva del OS, a diferencia de la liquidación provisional, ha añadido el pago por garantía de potencia en algunos de los grupos pendientes de inscripción en el Registro Administrativo o pendientes de parámetros en el momento de la solicitud de ENDESA, cuya garantía de potencia fue determinada para todo el año 2008 en la Resolución del 3 de diciembre de 2009. Estos grupos, que posteriormente fueron autorizados, son: Cas Tresorer CC1, Ibiza 20, Ibiza 21, Mahón 15, Bco. Tirajana CC2, Punta grande 17, Punta grande 18, Los Guinchos 16, Los Guinchos 17, Melilla 13 y Ceuta 11. Por tanto, tanto en el importe de déficit recogido en la mencionada Resolución del 3 de diciembre de 2009, como en la liquidación definitiva del último trimestre de 2008 de REE, se encuentran contemplados, doblemente, los importes de la garantía de potencia de estos grupos. Con el fin de no reconocer esta garantía de potencia doblemente, la CNE ha ajustado los valores correspondientes en la liquidación - compensación definitiva según indica el siguiente cuadro.

**Cuadro 11.**

COSTES PROVISIONALES Y DEFINITIVOS DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE CALCULADOS POR REE SIN CONTAR CON LOS GRUPOS NO INSCRITOS EN 2008, OCTUBRE-DICIEMBRE 2008												
meses 2008	Producción medida (GWh)			Coste producción total (M€)			Liquidación a precio mercado (M€)			Compensación (M€)		
	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)	Prov.	Def.	Dif. (Def.-Prov.)
oct-08	1220,63	1227,45	6,82	213,98	195,02	-18,96	92,57	92,99	0,42	121,42	102,03	-19,38
nov-08	1046,86	1163,59	116,74	182,42	183,04	0,62	76,03	84,37	8,34	106,39	98,67	-7,72
dic-08	1004,86	1264,59	259,73	176,91	203,21	26,30	65,54	80,49	14,95	111,37	122,72	11,35
<b>Total oct-dic 2008</b>	<b>3272,34</b>	<b>3655,63</b>	<b>383,29</b>	<b>573,31</b>	<b>581,27</b>	<b>7,96</b>	<b>234,14</b>	<b>257,85</b>	<b>23,71</b>	<b>339,17</b>	<b>323,42</b>	<b>-15,75</b>

Por tanto, el coste total de la producción en los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2008 debe ser 13 M€ inferior a los valores calculados por REE (Véase Anexo 4). Concluyendo, la compensación definitiva correspondiente al período de octubre, noviembre y diciembre de 2008 debe ser 15,75 M€ inferior a lo provisionalmente imputado en la Resolución de 3 de diciembre de 2009.

## 9 LIQUIDACIÓN-COMPENSACIÓN DEFINITIVA

A continuación se muestran los importes resultantes para la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la liquidación-compensación definitiva en los SEIE para el año 2009 conforme a las expresadas en los apartados consideraciones anteriores.

Resulta de todo ello un total de 174,25 M€, como consecuencia de las consideraciones anteriores, la información de liquidaciones definitivas de REE y el ajuste en el reconocimiento de la garantía de potencia en ciertos grupos por la CNE.

**Cuadro 12.**

LIQUIDACIÓN - COMPENSACIÓN DEFINITIVA GENERACIÓN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE							
Producción medida (GWh)	Costes			Ingresos			Liquidación compensación definitiva (M€)
	Coste de generación RO calculado por REE (M€)	Otros costes (M€)	Coste de generación total (M€)	Compensación provisional CNE (M€)	Liquidación a precio de mercado (M€)	Diferencias 4º trimestre 2008 (M€)	
14.533,56	1.896,81	110,54	2.007,35	1.134,82	682,53	15,75	174,25

Endesa ha solicitado el reconocimiento de un coste de generación de 201 M€ más unos intereses financieros a 31 de diciembre de 2009 de 4 M€, lo que eleva su solicitud de



liquidación-compensación definitiva a los 205 M€. La CNE por su parte considera que en la normativa vigente no se establece el devengo de intereses financieros para las liquidaciones definitivas anuales, con la excepción de lo dispuesto en la DT 2ª de la Orden ITC/914/2006 para los años anteriores a 2006. Por ello, la CNE obtiene una liquidación-compensación definitiva del extracoste de 174,25 M€, lo que supone un importe inferior en 30,75 M€ al solicitado por Endesa.

## ANEXO 1.- DETERMINACIÓN DE LOS COSTES DE GENERACIÓN RECONOCIDOS

Mediante el Real Decreto 1747/2003 se desarrolla la reglamentación singular que alude el artículo 12 de la Ley. En su artículo 7 se define el coste de generación en régimen ordinario como la suma de costes fijos y variables reconocidos. El coste fijo se determina multiplicando la retribución unitaria en concepto de garantía de potencia por la potencia horaria disponible. El coste variable se calcula, a efectos de fijación de la tarifa eléctrica, como la energía generada multiplicada por la suma del precio medio peninsular más una prima de funcionamiento. Como desarrollo del citado Real Decreto, se aprobaron las dos Órdenes Ministeriales ITC/913/2006 e ITC/914/2006.

En estas Órdenes se fijan los **costes fijos reconocidos** (los costes de inversión y de operación y mantenimiento, en los artículos 4 y 5 de la Orden ITC/914/2006), y los **parámetros técnicos y económicos** que determinan los **costes variables reconocidos** (en los artículos 4.3 y 6.1 de la Orden ITC/913/2006).

Estos parámetros técnicos y económicos son los siguientes:

1. Parámetros (a, b, y c) de ajuste cuadrático de la curva de consumo térmico horario (en termias/h), mediante los que se determina el consumo de combustible cuando el grupo se encuentra acoplado a la red, generando energía eléctrica. El coste variable de combustible se obtiene multiplicando dicho consumo por un precio (en €/termia) obtenido de la cotización internacional del combustible al que se le añaden unos costes estándares de logística y las desviaciones que se produzcan entre los derechos de emisión asignados gratuitamente y los necesarios como consecuencia de la explotación real.
2. Parámetros (a', b' y d) de determinación de los costes de arranque (en €/arr.), mediante los que se determina el coste variable de combustible cuando el grupo arranca o para, así como los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque.

3. Parámetro ( $cc_{rc}$ ) de determinación del coste de reserva caliente (en termias/h), mediante el que se determina el coste de combustible cuando el grupo se encuentra desacoplado a la red, en reserva, y no genera energía eléctrica.

Todos los parámetros anteriores determinan los **costes de combustible** consumido, así como los costes de operación y mantenimiento adicionales debidos al arranque.

4. Parámetros ( $a''$  y  $b''$ ) de determinación de los costes variables de operación y mantenimiento (en €/h), mediante los que se determina el coste variable de operación y mantenimiento (costes de operación, mantenimiento, fungibles, y en su caso, capital circulante).
5. Costes unitarios (COMTin) de operación y mantenimiento fijos (en €/MW), determinados en la Orden ITC/914/2006, incrementados en los gastos de naturaleza recurrente (calculados provisionalmente, como el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida, y definitivamente, a partir de gastos reales auditados).

Todos los parámetros anteriores determinan los **costes de operación y mantenimiento**, al que se debe añadir el coste adicional debido los arranques, que figura dentro del coste de combustible.

6. Parámetro ( $a'''$ ) de determinación del incentivo de banda de regulación (en €/MW), para que los grupos regulen carga en función de las consignas del operador del sistema.

El artículo 6.2 y la DT 2ª de la Orden ITC/913/2006 establece que los parámetros descritos se fijen mediante pruebas de rendimiento, y que en tanto no se realicen éstas, los parámetros técnicos y económicos aplicables a los diferentes componentes de los costes variables serán los reflejados en los Anexos I a VII de dicha Orden.

En este sentido, se ha de señalar que con fecha 30 de octubre de 2008 la CNE aprobó el *“Informe sobre las propuestas de Procedimientos de pruebas de rendimiento de grupos de los SEIE”*. Sin embargo no han sido aprobados dichos procedimientos hasta el momento.

En definitiva, los costes reconocidos en la regulación a las instalaciones de generación en régimen ordinario en los SEIE se obtienen a partir de:

- Unos parámetros técnicos establecidos para cada grupo, en las instalaciones existentes, y por tecnologías y tamaños, para las instalaciones nuevas.
- Unos parámetros económicos y valores unitarios (precios de los combustibles, costes de operación y mantenimiento variables y adicionales en los arranques, valores brutos de inversión y costes de operación y mantenimiento fijos)

Periódicamente, se deben revisar los parámetros técnicos de todas las instalaciones de generación ordinaria (en base a pruebas de rendimiento) y los parámetros económicos y valores unitarios (en base a las auditorías), con el fin de ajustarlos y aplicarlos en los periodos regulatorios siguientes.

## **ANEXO 2.- ACTA DE INSPECCIÓN A REE**

*[CONFIDENCIAL]*

## **ANEXO 3.- ACTAS DE INSPECCIÓN A GESA, UNELCO Y ENDESA**

*[CONFIDENCIAL]*

## ANEXO 4.- CUADROS POR SEIE EN LOS MESES DE OCTUBRE, NOVIEMBRE Y DICIEMBRE DE 2008

COSTES PROVISIONALES Y DEFINITIVOS DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE CALCULADOS POR REE , OCT - DIC 2008																	
SEIE / MESES 2008	Produccion medida MWh		Importe coste variable (euros)		Importe garantía de potencia (euros)			Total a percibir (euros)			Coste medio unitario (€/MWh)	Pagos percibidos (euros)			Compensación CNE (euros)		
	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Definitivo	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)
<b>Baleares</b>	<b>1.371.412,13</b>	<b>-169,12</b>	<b>156.142.492,83</b>	<b>150.731.656,39</b>	<b>37.975.761,35</b>	<b>42.626.699,41</b>	<b>4.650.938,06</b>	<b>194.118.254,18</b>	<b>193.358.355,80</b>	<b>-759.898,38</b>	<b>140,99</b>	<b>97.345.821,21</b>	<b>97.169.574,55</b>	<b>-176.246,66</b>	<b>96.772.432,97</b>	<b>96.188.781,25</b>	<b>-583.651,72</b>
oct-08	456.806,59	-63,63	50.193.754,57	47.532.780,41	14.372.129,84	14.963.101,22	590.971,38	64.565.884,41	62.495.881,63	-2.070.002,78	136,82	34.851.364,71	34.845.979,31	-5.385,40	29.714.519,70	27.649.902,32	-2.064.617,38
nov-08	422.886,19	-45,79	48.294.514,21	45.526.823,86	11.154.499,12	11.692.445,77	537.946,65	59.449.013,33	57.219.269,63	-2.229.743,70	135,31	30.915.662,89	30.877.796,32	-37.866,57	28.533.350,44	26.341.473,31	-2.191.877,13
dic-08	491.719,35	-59,70	57.654.224,05	57.672.052,12	12.449.132,39	15.971.152,42	3.522.020,03	70.103.356,44	73.643.204,54	3.539.848,10	149,77	31.578.793,61	31.445.798,92	-132.994,69	38.524.562,83	42.197.405,62	3.672.842,79
<b>Canarias</b>	<b>2.180.744,48</b>	<b>380.063,19</b>	<b>288.255.016,78</b>	<b>300.383.810,57</b>	<b>69.793.815,86</b>	<b>75.239.196,18</b>	<b>5.445.380,32</b>	<b>358.048.832,64</b>	<b>375.623.006,75</b>	<b>17.574.174,11</b>	<b>172,25</b>	<b>131.327.497,05</b>	<b>155.037.657,20</b>	<b>23.710.160,15</b>	<b>226.721.335,59</b>	<b>220.585.349,55</b>	<b>-6.135.986,04</b>
oct-08	737.528,25	4.434,41	118.352.412,16	101.470.919,03	24.162.650,38	24.243.028,43	80.378,05	142.515.062,54	125.713.947,46	-16.801.115,08	170,46	56.021.505,96	56.315.181,44	293.675,48	86.493.556,58	69.398.766,02	-17.094.790,56
nov-08	707.549,48	116.781,92	93.415.517,58	96.620.525,07	22.532.268,64	22.624.301,44	92.032,80	115.947.786,22	119.244.826,51	3.297.040,29	168,54	43.295.906,83	51.680.970,30	8.385.063,47	72.651.879,39	67.563.856,21	-5.088.023,18
dic-08	735.666,75	258.846,86	76.487.087,04	102.292.366,47	23.098.896,84	28.371.866,31	5.272.969,47	99.585.983,88	130.664.232,78	31.078.248,90	177,62	32.010.084,26	47.041.505,46	15.031.421,20	67.575.899,62	83.622.727,32	16.046.827,70
<b>Ceuta</b>	<b>54.034,47</b>	<b>0,00</b>	<b>7.962.358,48</b>	<b>7.774.480,83</b>	<b>2.506.109,36</b>	<b>4.440.403,54</b>	<b>1.934.294,18</b>	<b>10.468.467,84</b>	<b>12.214.884,37</b>	<b>1.746.416,53</b>	<b>226,06</b>	<b>3.022.892,13</b>	<b>3.016.211,94</b>	<b>-6.680,19</b>	<b>7.445.575,71</b>	<b>9.198.672,43</b>	<b>1.753.096,72</b>
oct-08	17.091,68	0,00	2.595.861,44	2.499.127,35	764.554,61	1.449.635,26	685.080,65	3.360.416,05	3.948.762,61	588.346,56	231,04	974.314,43	974.291,99	-22,44	2.386.101,62	2.974.470,62	588.369,00
nov-08	17.471,10	0,00	2.605.035,11	2.511.098,78	785.980,20	1.330.887,53	544.907,33	3.391.015,31	3.841.986,31	450.971,00	219,91	984.838,30	980.778,25	-4.060,05	2.406.177,01	2.861.208,06	455.031,05
dic-08	19.471,69	0,00	2.761.461,93	2.764.254,70	955.574,55	1.659.880,75	704.306,20	3.717.036,48	4.424.135,45	707.098,97	227,21	1.063.739,40	1.061.141,70	-2.597,70	2.653.297,08	3.362.993,75	709.696,67
<b>Melilla</b>	<b>49.438,17</b>	<b>3.392,92</b>	<b>7.976.171,70</b>	<b>8.329.457,57</b>	<b>2.700.003,06</b>	<b>4.741.629,92</b>	<b>2.041.626,86</b>	<b>10.676.174,76</b>	<b>13.071.087,49</b>	<b>2.394.912,73</b>	<b>264,39</b>	<b>2.445.383,55</b>	<b>2.628.098,03</b>	<b>182.714,48</b>	<b>8.230.791,21</b>	<b>10.442.989,46</b>	<b>2.212.198,25</b>
oct-08	16.022,93	2.451,47	2.545.960,91	2.850.242,37	996.285,79	1.689.642,27	693.356,48	3.542.246,70	4.539.884,64	997.637,94	283,34	720.902,00	852.074,38	131.172,38	2.821.344,70	3.687.810,26	866.465,56
nov-08	15.684,39	-0,03	2.857.243,69	2.766.641,85	772.225,79	1.464.895,88	692.670,09	3.629.469,48	4.231.537,73	602.068,25	269,79	832.804,57	833.460,82	656,25	2.796.664,91	3.398.076,91	601.412,00
dic-08	17.730,85	941,48	2.572.967,10	2.712.573,35	931.491,48	1.587.091,77	655.600,29	3.504.458,58	4.299.665,12	795.206,54	242,50	891.676,98	942.562,83	50.885,85	2.612.781,60	3.357.102,29	744.320,69
<b>Total</b>																	
oct-08	1.227.449,45	6.822,25	173.687.989,08	154.353.069,16	40.295.620,62	42.345.407,18	2.049.786,56	213.983.609,70	196.698.476,34	-17.285.133,36	160,25	92.568.087,10	92.987.527,12	419.440,02	121.415.522,60	103.710.949,22	-17.704.573,38
nov-08	1.163.591,16	116.736,10	147.172.310,59	147.425.089,56	35.244.973,75	37.112.530,62	1.867.556,87	182.417.284,34	184.537.620,18	2.120.335,84	158,59	76.029.212,59	84.373.005,69	8.343.793,10	106.388.071,75	100.164.614,49	-6.223.457,26
dic-08	1.264.588,64	259.728,64	139.475.740,12	165.441.246,64	37.435.095,26	47.589.991,25	10.154.895,99	176.910.835,38	213.031.237,89	36.120.402,51	168,46	65.544.294,25	80.491.008,91	14.946.714,66	111.366.541,13	132.540.228,98	21.173.687,85
<b>Total SEIE</b>	<b>3.655.629,25</b>	<b>383.286,99</b>	<b>460.336.039,79</b>	<b>467.219.405,36</b>	<b>112.975.689,63</b>	<b>127.047.929,05</b>	<b>14.072.239,42</b>	<b>573.311.729,42</b>	<b>594.267.334,41</b>	<b>20.955.604,99</b>	<b>162,56</b>	<b>234.141.593,94</b>	<b>257.851.541,72</b>	<b>23.709.947,78</b>	<b>339.170.135,48</b>	<b>336.415.792,69</b>	<b>-2.754.342,79</b>

<b>Importe garantía de potencia en grupos no inscritos en 2008 (euros)</b>			
<b>SEIE / meses 2008</b>	<b>Liquidación REE</b>		
	<b>Provisional</b>	<b>Definitiva</b>	<b>Diferencia (Def. - Prov.)</b>
<b>Baleares</b>	<b>0,00</b>	<b>5.212.272,16</b>	<b>5.212.272,16</b>
oct-08	0,00	817.681,05	817.681,05
nov-08	0,00	664.197,59	664.197,59
dic-08	0,00	3.730.393,52	3.730.393,52
<b>Canarias</b>	<b>0,00</b>	<b>5.208.083,68</b>	<b>5.208.083,68</b>
oct-08	0,00	0,00	0,00
nov-08	0,00	0,00	0,00
dic-08	0,00	5.208.083,68	5.208.083,68
<b>Ceuta</b>	<b>0,00</b>	<b>1.284.156,03</b>	<b>1.284.156,03</b>
oct-08	0,00	425.923,95	425.923,95
nov-08	0,00	411.631,20	411.631,20
dic-08	0,00	446.600,88	446.600,88
<b>Melilla</b>	<b>0,00</b>	<b>1.291.536,03</b>	<b>1.291.536,03</b>
<b>Total</b>	<b>0,00</b>	<b>855.956,88</b>	<b>13.852.004,78</b>
oct-08	0,00	1.679.184,15	1.679.184,15
nov-08	0,00	1.496.791,19	1.496.791,19
dic-08	0,00	9.820.072,56	9.820.072,56
<b>Total SEIE</b>	<b>0,00</b>	<b>12.996.047,90</b>	<b>12.996.047,90</b>



**COSTES PROVISIONALES Y DEFINITIVOS DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE CALCULADOS POR REE DESCONTANDO GPOT EN LOS GRUPOS NO INSCRITOS EN 2008, OCT - DIC 2008**

SEIE / MESES 2008	Produccion medida MWh		Importe coste variable (euros)		Importe garantía de potencia (euros)			Total a percibir (euros)			Coste medio unitario (€/MWh)	Pagos percibidos (euros)			Compensación CNE (euros)		
	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Definitivo	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)	Provisional	Definitivo	Diferencia (Def.-Prov.)
<b>Baleares</b>	<b>1.371.412,13</b>	<b>-169,12</b>	<b>156.142.492,83</b>	<b>150.731.656,39</b>	<b>37.975.761,35</b>	<b>37.414.427,25</b>	<b>-561.334,10</b>	<b>194.118.254,18</b>	<b>188.146.083,64</b>	<b>-5.972.170,54</b>	<b>137,19</b>	<b>97.345.821,21</b>	<b>97.169.574,55</b>	<b>-176.246,66</b>	<b>96.772.432,97</b>	<b>90.976.509,09</b>	<b>-5.795.923,88</b>
oct-08	456.806,59	-63,63	50.193.754,57	47.532.780,41	14.372.129,84	14.145.420,17	-226.709,67	64.565.884,41	61.678.200,58	-2.887.683,83	136,82	34.851.364,71	34.845.979,31	-5.385,40	29.714.519,70	26.832.221,27	-2.882.298,43
nov-08	422.886,19	-45,79	48.294.514,21	45.526.823,86	11.154.499,12	11.028.248,18	-126.250,94	59.449.013,33	56.555.072,04	-2.893.941,29	135,31	30.915.662,89	30.877.796,32	-37.866,57	28.533.350,44	25.677.275,72	-2.856.074,72
dic-08	491.719,35	-59,70	57.654.224,05	57.672.052,12	12.449.132,39	12.240.758,90	-208.373,49	70.103.356,44	69.912.811,02	-190.545,42	149,77	31.578.793,61	31.445.798,92	-132.994,69	38.524.562,83	38.467.012,10	-57.550,73
<b>Canarias</b>	<b>2.180.744,48</b>	<b>380.063,19</b>	<b>288.255.016,78</b>	<b>300.383.810,57</b>	<b>69.793.815,86</b>	<b>70.031.112,50</b>	<b>237.296,64</b>	<b>358.048.832,64</b>	<b>370.414.923,07</b>	<b>12.366.090,43</b>	<b>169,86</b>	<b>131.327.497,05</b>	<b>155.037.657,20</b>	<b>23.710.160,15</b>	<b>226.721.335,59</b>	<b>215.377.265,87</b>	<b>-11.344.069,72</b>
oct-08	737.528,25	4.434,41	118.352.412,16	101.470.919,03	24.162.650,38	24.243.028,43	80.378,05	142.515.062,54	125.713.947,46	-16.801.115,08	170,46	56.021.505,96	56.315.181,44	293.675,48	86.493.556,58	69.398.766,02	-17.094.790,56
nov-08	707.549,48	116.781,92	93.415.517,58	96.620.525,07	22.532.268,64	22.624.301,44	92.032,80	115.947.786,22	119.244.826,51	3.297.040,29	168,54	43.295.906,83	51.680.970,30	8.385.063,47	72.651.879,39	67.563.856,21	-5.088.023,18
dic-08	735.666,75	258.846,86	76.487.087,04	102.292.366,47	23.098.896,84	23.163.782,63	64.885,79	99.585.983,88	125.456.149,10	25.870.165,22	177,62	32.010.084,26	47.041.505,46	15.031.421,20	67.575.899,62	78.414.643,64	10.838.744,02
<b>Ceuta</b>	<b>54.034,47</b>	<b>0,00</b>	<b>7.962.358,48</b>	<b>7.774.480,83</b>	<b>2.506.109,36</b>	<b>3.156.247,51</b>	<b>650.138,15</b>	<b>10.468.467,84</b>	<b>10.930.728,34</b>	<b>462.260,50</b>	<b>202,29</b>	<b>3.022.892,13</b>	<b>3.016.211,94</b>	<b>-6.680,19</b>	<b>7.445.575,71</b>	<b>7.914.516,40</b>	<b>468.940,69</b>
oct-08	17.091,68	0,00	2.595.861,44	2.499.127,35	764.554,61	1.023.711,31	259.156,70	3.360.416,05	3.522.838,66	162.422,61	231,04	974.314,43	974.291,99	-22,44	2.386.101,62	2.548.546,67	162.445,05
nov-08	17.471,10	0,00	2.605.035,11	2.511.098,78	785.980,20	919.256,33	133.276,13	3.391.015,31	3.430.355,11	39.339,80	219,91	984.838,30	980.778,25	-4.060,05	2.406.177,01	2.449.576,86	43.399,85
dic-08	19.471,69	0,00	2.761.461,93	2.764.254,70	955.574,55	1.213.279,87	257.705,32	3.717.036,48	3.977.534,57	260.498,09	227,21	1.063.739,40	1.061.141,70	-2.597,70	2.653.297,08	2.916.392,87	263.095,79
<b>Melilla</b>	<b>49.438,17</b>	<b>3.392,92</b>	<b>7.976.171,70</b>	<b>8.329.457,57</b>	<b>2.700.003,06</b>	<b>3.450.093,89</b>	<b>750.090,83</b>	<b>10.676.174,76</b>	<b>11.779.551,46</b>	<b>1.103.376,70</b>	<b>238,27</b>	<b>2.445.383,55</b>	<b>2.628.098,03</b>	<b>182.714,48</b>	<b>8.230.791,21</b>	<b>9.151.453,43</b>	<b>920.662,22</b>
oct-08	16.022,93	2.451,47	2.545.960,91	2.850.242,37	996.285,79	1.254.063,12	257.777,33	3.542.246,70	4.104.305,49	562.058,79	283,34	720.902,00	852.074,38	131.172,38	2.821.344,70	3.252.231,11	430.886,41
nov-08	15.684,39	-0,03	2.857.243,69	2.766.641,85	772.225,79	1.043.933,48	271.707,69	3.629.469,48	3.810.575,33	181.105,85	269,79	832.804,57	833.460,82	656,25	2.796.664,91	2.977.114,51	180.449,60
dic-08	17.730,85	941,48	2.572.967,10	2.712.573,35	931.491,48	1.152.097,29	220.605,81	3.504.458,58	3.864.670,64	360.212,06	242,50	891.676,98	942.562,83	50.885,85	2.612.781,60	2.922.107,81	309.326,21
<b>Total</b>																	
oct-08	1.227.449,45	6.822,25	173.687.989,08	154.353.069,16	40.295.620,62	40.666.223,03	370.602,41	213.983.609,70	195.019.292,19	-18.964.317,51	158,88	92.568.087,10	92.987.527,12	419.440,02	121.415.522,60	102.031.765,07	-19.383.757,53
nov-08	1.163.591,16	116.736,10	147.172.310,59	147.425.089,56	35.244.973,75	35.615.739,43	370.765,68	182.417.284,34	183.040.828,99	623.544,65	157,31	76.029.212,59	84.373.005,69	8.343.793,10	106.388.071,75	98.667.823,30	-7.720.248,45
dic-08	1.264.588,64	259.728,64	139.475.740,12	165.441.246,64	37.435.095,26	37.769.918,69	334.823,43	176.910.835,38	203.211.165,33	26.300.329,95	160,69	65.544.294,25	80.491.008,91	14.946.714,66	111.366.541,13	122.720.156,42	11.353.615,29
<b>Total SEIE</b>	<b>3.655.629,25</b>	<b>383.286,99</b>	<b>460.336.039,79</b>	<b>467.219.405,36</b>	<b>112.975.689,63</b>	<b>114.051.881,15</b>	<b>1.076.191,52</b>	<b>573.311.729,42</b>	<b>581.271.286,51</b>	<b>7.959.557,09</b>	<b>159,01</b>	<b>234.141.593,94</b>	<b>257.851.541,72</b>	<b>23.709.947,78</b>	<b>339.170.135,48</b>	<b>323.419.744,79</b>	<b>-15.750.390,69</b>

## ANEXO 5.- CUADROS POR SEIE EN 2009

COSTES DE GENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO SEIE EN 2009 CALCULADOS POR REE						
SEIE	Sujeto liquidación	Producción medida (MWh)	Importe coste variable (euros)	Importe garantía de potencia (euros)	Importe total (euros)	Coste unitario (euros/MWh)
Baleares	GESAG	5.799.138,27	419.591.304,30	215.538.730,87	635.130.035,17	109,52
Canarias	UNELG	8.324.331,04	850.878.619,02	320.524.101,19	1.171.402.720,21	140,72
Ceuta	ENDG	211.564,71	25.038.461,49	18.825.455,39	43.863.916,88	207,33
Melilla	ENDG	198.523,82	25.141.549,37	21.270.136,65	46.411.686,02	233,78
<b>Total SEIE</b>		<b>14.533.557,84</b>	<b>1.320.649.934,18</b>	<b>576.158.424,10</b>	<b>1.896.808.358,28</b>	<b>130,51</b>

COSTES TOTALES DE GARANTÍA DE POTENCIA GRUPOS NO INSCRITOS DIFERENCIA, 2009			
	Valoración CNE (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA -CNE (€)
Baleares	15.933.803,15	17.265.926,00	1.332.122,85
Canarias	0,00	0,00	0,00
Ceuta	0,00	0,00	0,00
Melilla	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>15.933.803,15</b>	<b>17.265.926,00</b>	<b>1.332.122,85</b>

COSTES DEL ALQUILER DE GRUPOS DE GENERACIÓN, 2009			
	Valoración CNE (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA -CNE (€)
Baleares	995.355,00	995.355,00	0,00
Canarias	7.441.702,00	7.441.702,00	0,00
Ceuta	0,00	0,00	0,00
Melilla	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>8.437.057,00</b>	<b>8.437.057,00</b>	<b>0,00</b>

COSTES NETOS POR DÉFICIT DE DERECHOS DE EMISIÓN, 2009					
	Emisiones Verificadas (tCO <sub>2</sub> )	Emisiones Asignadas (tCO <sub>2</sub> )	Valoración CNE (€)	Valoración Endesa (€)	ENDESA -CNE (€)
Baleares	5.213.532	3.229.372	26.091.704,00	26.087.733,00	-3.971,00
Canarias	6.219.732	4.300.478	25.238.190,10	25.234.340,00	-3.850,10
Ceuta	140.784	68.711	947.759,95	947.611,00	-148,95
Melilla	134.359	70.923	834.183,40	834.058,00	-125,40
<b>TOTAL</b>	<b>11.708.407</b>	<b>7.669.484</b>	<b>53.111.837,45</b>	<b>53.103.742,00</b>	<b>-8.095,45</b>

## ANEXO 6.- RETRIBUCIÓN POR SEIE SEGÚN CUOTA EXTRAPENINSULARES EN 2009

<b>RERTIBUCIÓN SEIE SEGÚN CUOTA EXTRAPENINSULARES RECAUDADA EN EL PERÍODO FEBRERO 2009 Y ENERO 2010 POR CNE</b>				
<b>Año consumo</b>	en euros			
	<b>Canarias</b>	<b>Baleares</b>	<b>Ceuta / Melilla</b>	<b>Total</b>
2001	529,96	10,31	80,31	620,58
2002	-254.788,04	-46.698,02	-40.373,63	-341.859,69
2003	-277.603,22	-92.547,83	-32.581,02	-402.732,07
2004	-204.181,71	-99.176,74	-18.643,94	-322.002,39
2005	-17.999,89	-10.849,25	-1.592,07	-30.441,21
2006	266.571,46	113.486,49	19.120,64	399.178,59
2007	399.151,45	139.608,91	31.537,48	570.297,84
2008	144.456.350,40	50.525.667,36	11.413.682,20	206.395.699,96
2009	732.368.841,08	256.156.439,91	57.865.404,93	1.046.390.685,92
Int. C/c.	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Total feb09-dic09</b>	<b>876.736.871,49</b>	<b>306.685.941,14</b>	<b>69.236.634,90</b>	<b>1.252.659.447,53</b>
ene-10	22.655.677,71	58.760.118,89	5.748.688,04	87.164.484,64
<b>TOTAL</b>	<b>899.392.549,20</b>	<b>365.446.060,03</b>	<b>74.985.322,94</b>	<b>1.339.823.932,17</b>