



Comisión

Nacional

de Energía

# **INFORME 39/2006 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO DE TARIFA ELÉCTRICA 2007**

21 de diciembre de 2006

## ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN .....	7
2	MARCO REGULATORIO ACTUAL .....	9
2.1	Antecedentes .....	9
2.2	Los derechos de emisión de CO <sub>2</sub> .....	13
2.3	Contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores durante 2007 ...	14
2.4	Los contratos bilaterales de las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular .....	16
2.5	La revisión de las primas del Régimen Especial .....	17
2.6	El déficit tarifario.....	17
3	EJERCICIO TARIFARIO 2007 .....	21
3.1	Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto .....	21
3.2	Escenario de costes incluido en la propuesta de Real Decreto .....	23
3.2.1	Coste de generación .....	25
3.2.1.1	El coste de generación del Régimen Ordinario peninsular .....	26
3.2.1.2	El coste de generación en Régimen Especial.....	31
3.2.1.3	El coste de generación del régimen ordinario de los sistemas extrapeninsulares e insulares .....	31
3.2.2	Costes de transporte, distribución y gestión comercial .....	32
3.2.3	Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002 .....	32
3.2.4	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.....	33
3.2.5	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006.....	33
3.2.6	Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento .....	33
3.3	Plan de viabilidad ELCOGÁS .....	34
3.4	Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos ....	34
3.4.1	Previsión de la demanda en la propuesta de Real Decreto .....	34

3.4.2	Participación en el mercado.....	35
3.4.3	Previsión de ingresos.....	38
3.5	El déficit ex ante.....	39
4	PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO.....	43
4.1	Entorno internacional.....	43
4.2	Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto.....	52
4.2.1	Tarifas integrales.....	52
4.2.1.1	Sobre la nueva estructura de tarifas integrales incluidas en la propuesta de RD.....	56
4.2.1.2	Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD.....	60
4.2.1.3	Sobre otras modificaciones incluidas en la propuesta RD.....	65
4.2.2	Tarifas de acceso.....	76
4.2.2.1	Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD.....	79
4.2.2.2	Otras modificaciones introducidas en las tarifas de acceso.....	82
4.3	Precios de la garantía de potencia.....	86
4.4	Suficiencia de ingresos.....	88
4.5	Aditividad de costes en las tarifas.....	95
5	COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES DEL SISTEMA PARA 2007.....	99
5.1	La retribución del transporte.....	99
5.1.1	Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998.....	103
5.1.2	El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección.....	104
5.1.3	Incentivo a la disponibilidad.....	112
5.2	La retribución de la distribución.....	115
5.2.1	Antecedentes.....	115
5.2.2	La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores.....	117
5.2.3	La retribución de la distribución para el año 2007.....	117
5.2.4	Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución.....	120
5.2.5	Comentarios al Anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres).....	121
5.2.6	Comentarios al Anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas).....	122
5.2.7	Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas).....	123
5.2.8	Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.....	124
5.3	La retribución de la gestión comercial.....	124

5.3.1	Regulación de la retribución de la gestión comercial .....	124
5.3.2	Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica ....	127
5.3.3	La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores ...	128
5.3.4	La retribución de la gestión comercial para el año 2007 .....	129
5.4	Gestión de la demanda .....	130
5.4.1	La señal del precio al consumidor.....	130
5.4.2	Los mecanismos regulatorios en favor de la gestión de la demanda.....	131
5.4.2.1	El ejercicio de la comercialización (art. 2.2 y anexo VI) .....	131
5.4.2.2	Las tarifas con discriminación horaria (DA 4ª y 21ª y DT 5ª), .....	131
5.4.2.3	La participación en los servicios de operación del sistema (DT 6ª) ..	132
5.4.2.4	Los incentivos económicos destinados al Plan de Acción (art. 5).....	132
5.4.2.5	El plan de instalación de equipos de medida horaria (DA 22ª) .....	134
5.4.3	Conclusiones.....	134
5.5	Costes permanentes del sistema .....	134
5.5.1	Costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares .....	134
5.5.1.1	Descripción de las cantidades contenidas en la propuesta .....	134
5.5.1.2	Determinación de la compensación insulares y extrapeninsulares.....	136
5.5.1.3	Desajuste de ingresos de los sistemas extrapeninsulares.....	138
5.5.2	La retribución al Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular .....	138
5.5.3	La retribución al Operador del Mercado.....	140
5.6	Plan de viabilidad ELCOGÁS.....	143
5.7	Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002.....	143
5.8	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005 .....	144
5.9	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006 .....	146
5.10	Costes de seguridad de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	147
5.10.1	Régimen Especial .....	147
5.10.1.1	Previsión de energía y coste del régimen especial del año 2007 .....	147
5.10.1.2	Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2005.....	151

5.10.1.3	Revisión de la prima equivalente del régimen especial del año 2006.	152
5.10.2	Moratoria Nuclear.....	152
6	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE RD .....	153
6.1	Disposición adicional primera. Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.....	153
6.2	Disposición adicional tercera. Aplicación del sistema de interrumpibilidad. ....	154
6.3	Disposición adicional cuarta. Modificación de las Tarifas 1.0 y 2.0 con y sin complemento por discriminación horaria tipo 0, y 3.0. ....	154
6.4	Disposición adicional quinta. Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor. ....	155
6.5	Disposición adicional duodécima. Mandatos a la Comisión Nacional de Energía... ..	156
6.6	Disposición adicional decimotercera. Informes del Operador de Mercado y Operador del Sistema sobre el mercado de producción. ....	158
6.7	Disposición adicional decimocuarta. Recargos y bonificaciones del complemento por energía reactiva. ....	158
6.8	Disposición adicional decimoquinta. Limitaciones por zonas territoriales a la capacidad de conexión de instalaciones de generación. ....	159
6.9	Disposición adicional decimoséptima. Gestión de los contratos suscritos por “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima”, a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.....	159
6.10	Disposición adicional decimoctava. Límites del cumplimiento de la calidad. ....	160
6.11	Disposición adicional decimonovena. Zonas de regulación. ....	160
6.12	Disposición adicional vigésima. Emisiones primarias de energía. ....	161
6.13	Disposición adicional vigésimo primera. Modificaciones del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.....	165
6.14	Disposición adicional vigésimo segunda. Plan de instalación de equipos de medida. ....	166
6.15	Disposición adicional vigésimo tercera. Realización de la prueba de funcionamiento para el cálculo de la potencia neta instalada. ....	166

6.16	Disposición adicional vigésimo cuarta. Precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación.....	167
6.17	Disposición adicional vigésimo quinta. Cambio de la modalidad de contratación. ... .....	167
6.18	Disposición adicional vigésimo sexta. Ampliación del plazo de aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.....	168
6.19	Nueva Disposición Adicional. ....	169
6.20	Disposición transitoria primera. Desaparición de los complementos por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión y de la tarifa horaria de potencia. ....	169
6.21	Disposición transitoria segunda. Incentivo para las instalaciones del subgrupo a 1.1 de más de 10MW y no más de 25 MW de potencia instalada definidas en el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo.....	169
6.22	Disposición transitoria tercera. Adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a la tarifa de alumbrado público.....	171
6.23	Disposición transitoria cuarta. Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación horaria Tipo 0.....	171
6.24	Disposición transitoria quinta. Adaptación de la tarifa de acceso 2.0NA.....	172
6.25	Disposición transitoria sexta. Servicios de gestión de demanda en el mercado. .... .....	173
6.26	Disposición transitoria séptima. Cobro por garantía de potencia. ....	174
6.27	Nuevas disposiciones transitorias .....	174
6.27.1	Disposición transitoria novena. Adscripción a centro de control .....	174
6.27.2	Disposición transitoria décima. <i>Adaptación de los sistemas de facturación a la nueva estructura de tarifas de baja tensión</i> .....	174
6.27.3	Disposición transitoria undécima. Adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a las tarifas de riegos agrícolas.....	175
6.28	Disposición final primera. Facultad de desarrollo.....	176
6.29	Otras consideraciones.....	176
6.29.1	Sobre las revisión de los costes y tarifas a partir de 1 de enero de 2007 ..	176
6.29.2	Sobre los costes a recuperar con cargo a cuotas .....	177
6.29.3	Corrección de erratas en el ANEXO I .....	178

## **ANEXOS**

ANEXO I – ESCENARIO DE COSTES DE LA CNE

ANEXO II – ESCENARIO CNE DE PREVISIONES DE CONSUMOS, POTENCIAS E  
INGRESOS REGULADOS A LAS TARIFAS VIGENTES

ANEXO III – LA RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA

ANEXO IV – LA RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO

En el ejercicio de la función prevista en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, y de conformidad con el Real Decreto 1339/1999, de 31 julio, por el que se aprueba el Reglamento de la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 21 de diciembre de 2006, ha acordado, por mayoría, emitir el siguiente

## **INFORME**

### **1 INTRODUCCIÓN**

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, en su artículo 8.1, cuarta, sustituido por el punto 1 del apartado tercero de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998 del Sector de Hidrocarburos, confiere a la Comisión Nacional de Energía la función de participar mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas y retribución de las actividades del sector.

El día 13 de diciembre de 2006 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para 2007 e información explicativa de dicha propuesta de Real Decreto. Estos documentos fueron remitidos para que, de acuerdo con la función antes citada, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El Consejo Consultivo de Electricidad se reunió el día 20 de diciembre de 2006, para discutir la propuesta de Real Decreto. Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito de los miembros del Consejo.

Como se ha mencionado en anteriores informes de tarifas eléctricas realizados por esta Comisión, se hace constar una vez más que para el cumplimiento de la función que la Ley confiere a esta Comisión, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita

informar adecuadamente sobre la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión sea considerado en el Real Decreto de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio, hasta la publicación del RD de tarifas en el B.O.E.

Lo anterior es igualmente aplicable a los efectos de la intervención del Consejo Consultivo de Electricidad, dada la trascendencia que tiene la propuesta tarifaria, tanto para determinar la retribución de las actividades reguladas, como para establecer la repercusión que tiene su recuperación mediante tarifas integrales y de acceso, sobre los distintos colectivos de consumidores.

Como en años anteriores, para realizar los análisis necesarios con objeto de fundamentar el informe sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007, la CNE ha venido solicitando, a los distintos agentes del sector, información necesaria para estimar tanto los costes como los ingresos del sistema del ejercicio de previsión para 2007 y al que se hace referencia en el presente informe.

La estructura del presente informe es la siguiente. En el apartado 2 se detallan, por una parte, los antecedentes a este ejercicio tarifario y, por otra parte, se describen brevemente los principales cambios normativos, en fase de informe preceptivo por parte de esta Comisión, que afectan al marco tarifario actual. En el apartado 3 se presenta el ejercicio tarifario 2007, analizándose las previsiones sobre la demanda, la participación de los consumidores en el mercado y los ingresos previstos, que se incluyen en la propuesta de Real Decreto. En el apartado 4 del informe, se valoran las variaciones de las tarifas integrales y de acceso que incorpora el texto sometido a informe. En el apartado 5, se analizan las distintas partidas de costes de las actividades eléctricas para 2007. En el apartado 6, se analizan otros aspectos introducidos en la propuesta de RD y, por último, en el apartado 7 se extraen las principales conclusiones.

## **2 MARCO REGULATORIO ACTUAL**

### **2.1 Antecedentes**

La Ley 54/1997 del Sector Eléctrico crea el nuevo marco tarifario que deberá ser aplicado con la liberalización del sector eléctrico. Aunque no se indica explícitamente cómo deben efectuarse las variaciones anuales en las tarifas integrales y de acceso, en su Título III relativo al Régimen Económico, establece que con cargo a tarifas, peajes y precios cargados a los consumidores de suministro eléctrico deben satisfacer las retribuciones económicas correspondientes a las distintas actividades eléctricas.

Asimismo, en el artículo 17, punto 2 de la citada Ley, se determina que anualmente, o cuando circunstancias especiales lo aconsejen, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia.

La Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, señala que el Gobierno establecerá, mediante Real Decreto, una metodología para la determinación de la tarifa eléctrica media o de referencia, pudiendo fijar un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

Asimismo, dicha Ley establece que, durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la determinación de la tarifa media o de referencia deberá tener en cuenta, al menos las siguientes previsiones.

Por una parte, el precio medio previsto de la energía correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario, para aquellas instalaciones cuya autorización sea anterior al 31 de diciembre de 1997 y pertenecientes a sociedades con derecho a cobro de costes de transición a la competencia, será de 3,6061 Cent€/kWh, y para el resto de instalaciones, se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas en el ejercicio de que se trate.

Por otra parte, la Ley 53/2002, en su artículo 94, punto 2, incluye como un coste de la tarifa, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la disposición adicional segunda del RD 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 y en la disposición adicional segunda del RD 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia y se modifican algunos artículos del Real Decreto 2017/1997, desarrolla las modificaciones, mencionadas en la Ley 53/2002, sobre el marco tarifario vigente hasta entonces, tanto en cuanto a la forma de calcular los costes del sistema, como a la variación máxima de la tarifa media e, individualmente, de cada tarifa integral y de acceso.

Esta Comisión, tanto en su informe 16/2002, sobre la propuesta de Real Decreto sobre metodología de tarifa media, como en sucesivos informes sobre propuestas de Reales Decretos de tarifas eléctricas<sup>1</sup> puso de manifiesto que el Real Decreto 1432/2002 desarrollaba una metodología para determinar los costes del sistema y la variación de la tarifa media, pero no presentaba una metodología de asignación de los costes para determinar las tarifas integrales y de acceso<sup>2</sup>.

Más aún, los resultados de aplicar una metodología asignativa para establecer las variaciones tarifarias de forma gradual, quedaban sujetos, en definitiva, a los límites al

---

<sup>1</sup> Informe 18/2002, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2003, Informe 58/2003, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2004, Informe 7/2004, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2005 e Informe 24/2005, sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2006.

<sup>2</sup> Cabe señalar que esta Comisión realizó el informe de “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje” en virtud del mandato vigésimo cuarto del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005.

crecimiento máximo de las tarifas integrales y de acceso que impone dicho RD, en su artículo 8, punto 5, esto es, al crecimiento de la tarifa media más 0,6%.

Asimismo, en el citado informe se señaló que es establecimiento de límites máximos al crecimiento de las tarifas integrales y de acceso podría incidir sobre el principio de suficiencia de ingresos.

El Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, que partía de un déficit inicial de 215 millones de € por la aplicación del límite del 1,4% al crecimiento de la tarifa media fijado en el artículo 8 del Real Decreto 1432/2002, establecía en el artículo 1 la revisión de la tarifa media de referencia antes del 1 de julio de 2006.

El Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial, establece en su artículo uno que las cantidades de energía presentadas por los sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial que acudan al mercado diario con ofertas de adquisición y venta de energía simultáneamente para un mismo periodo de programación, serán asimilados a contratos bilaterales. En lo que respecta a la liquidación de actividades reguladas de la Comisión Nacional de Energía, durante el año 2006, el precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través de este mecanismo es el coste medio previsto en la tarifa de 2006 para la energía generada en el régimen ordinario para el territorio peninsular, incluyendo los costes de los servicios de ajuste y la garantía de potencia, esto es, 42,35 €/MWh.

Asimismo, este Real Decreto-Ley en su artículo dos considera que *“A partir del día 2 de marzo de 2006, para las tasaciones correspondientes al 3 de marzo de 2006, la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica a la que hace referencia el artículo 16.1.a) de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, se minorará el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica mediante Acuerdo de*

*Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005, de conformidad con lo previsto en el Plan Nacional de Asignación 2005-2007, durante los períodos que correspondan”.*

El Real Decreto 470/2006, de 21 de abril, por el que se modifica el porcentaje sobre la tarifa eléctrica correspondiente a la moratoria nuclear como coste con destino específico, reduce dicha cuantía de un 1,724% establecida en el RD 1556/2005 a un 0,33%.

El Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético establece los siguientes cambios que afectan a la tarifa eléctrica:

- El Gobierno, para el cálculo de la tarifa media que apruebe, podrá fijar los límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar. Por lo que se eliminan los límites impuestos en la metodología de tarifas para efectuar la revisión de la tarifa media o de referencia y las variaciones de tarifas integrales y de acceso.
- Se suprimen los Costes de Transición a la Competencia (CTC).
- Se establecen medidas relativas al consumo de carbón autóctono.

Por una parte, el Gobierno, previo informe de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos, con carácter excepcional, podrá aprobar planes de financiación extraordinarios para aquellas sociedades titulares de instalaciones de producción de energía eléctrica que demuestren especiales dificultades financieras. Estos planes se incluirán en los costes de producción para el cálculo de la tarifa eléctrica media.

Por otra parte, el Gobierno podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 euros por MWh producido. Estas primas se considerarán costes permanentes de funcionamiento del sistema.

- Se desvinculan las primas y el precio de la energía de las instalaciones de generación de régimen especial de las revisiones de la tarifa media.

Como consecuencia de lo anterior, se publicó el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006 que por una parte, incluye, a partir del 1 de julio de 2006, como un nuevo coste en la tarifa eléctrica, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor

actual neto durante un periodo de 14 años y medio del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.

Por otra parte, este Real Decreto deroga el artículo 8 del RD 1432/2002, de 27 de diciembre, que fijaba límites al crecimiento de la tarifa media o de referencia, a la aplicación de los desvíos de años anteriores y al crecimiento individual de cada tarifa integral y de acceso.

Finalmente, el RD 809/2006 establece que el 1 de enero de 2007 desaparecerán las tarifas específicas de tracción y riegos de alta tensión y las tarifas específicas de alumbrado público y riegos de baja tensión. No obstante, cabe señalar que el Real Decreto-Ley 9/2006, de 15 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en las poblaciones y en las explotaciones agrarias de regadío en determinadas cuencas hidrográficas amplía el plazo de desaparición de las tarifas específicas de riegos agrícolas de alta y baja tensión hasta el 1 de julio de 2007.

## **2.2 Los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>**

El Real Decreto-Ley 5/2004, de 27 de agosto, por el que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, establece en su artículo 4 las instalaciones sometidas a autorización de emisión, entre las que se encuentran instalaciones de generación de energía eléctrica. El Plan Nacional de Asignación 2005-2007, adoptado por el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 21 de enero de 2005, detalla la asignación individual de derechos de emisión de dichas instalaciones.

El Real-Decreto Ley 3/2006, establece en la exposición de motivos que, la internalización del valor de los derechos de emisión en la formación de precios de electricidad en el mercado mayorista hace aconsejable la minoración del coste de producción por el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Asimismo, establece la posibilidad de descontar el valor de los derechos de emisión a efectos de determinar la cuantía del déficit correspondiente a 2006.

El pasado 13 de septiembre de 2006 tuvo entrada en esta Comisión propuesta de Orden por la que se regula la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación 2005-2007, para la emisión del informe preceptivo.

Esta Comisión considera necesario señalar que el impacto que sobre los ingresos del sistema tenga este desarrollo normativo debería tenerse en cuenta a la hora de establecer el importe definitivo del déficit 2006.

### ***2.3 Contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores durante 2007***

El Real Decreto-Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública en su artículo 22 modificó la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, con objeto de posibilitar la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), ampliando el concepto de mercado de producción y abriendo la posibilidad a los distribuidores de que puedan adquirir la energía para su venta a tarifa mediante la contratación bilateral.

El Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, por el que se modifican determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico, modifica el Real Decreto 2919/1997, para adecuar el mercado de producción a lo establecido en el Real Decreto-Ley 5/2005 y al Convenio Internacional relativo al constitución de un Mercado Ibérico de la Energía Eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, de 1 de octubre de 2004.

En la cumbre Hispano-Lusa celebrada en Évora los días 18 y 19 de noviembre de 2005, se acordó que cada país publicaría el mecanismo legal correspondiente que estableciera la obligación por parte de los distribuidores españoles y el comercializador de último recurso portugués de adquirir el 5% de la energía destinada a los clientes a tarifa en el mercado a plazo gestionado por el OMIP (Operador del Mercado Ibérico- Polo Portugués) durante la segunda parte de 2006. En la Cumbre Hispano-Lusa en Badajoz los días 24 y 25 de

noviembre de 2006, los gobiernos de España y Portugal acordaron ampliar dicha obligación durante 2007 y por un porcentaje del 10% de la energía a tarifa.

En España la obligación de compra de contratos de futuros en el mercado gestionado por el OMIP-OMIClear en la segunda parte de 2006, por parte de las distribuidoras se estableció en la Orden ITC/2129/2006, de 30 de junio, por la que se regula la contratación a plazo de energía eléctrica por los distribuidores en el segundo semestre de 2006.

Desde la entrada en vigor de la Orden y hasta el 31 de diciembre de 2006, los distribuidores de energía eléctrica con más de 100.000 clientes tienen la obligación de adquirir el 5% de la energía eléctrica destinada al mercado a tarifa en el mercado a plazo gestionado por OMIP-OMIClear mediante la compra de contratos de futuros con entrega física.

El precio a reconocer a los distribuidores en las liquidaciones de la Comisión Nacional de Energía por la obligación de compra en OMIP-OMIClear en 2006 será el resultante de la subasta correspondiente más los gastos derivados de la prestación de garantías y las comisiones que le son exigidas por la participación en el mercado a plazo.

Desde la entrada en vigor de la Orden ITC/2129/2006 hasta noviembre de 2006, la participación de los distribuidores en OMIP-OMIClear, supone un coste de generación adicional para el sistema respecto al precio medio de OMEL de unos 27 millones de €, excluyendo comisiones de participación en este mercado, con una energía adquirida de 1.452 GWh. No obstante, al liquidarse por diferencias, el coste o ingreso para sistema dependerá de la relación entre el precio del futuro en OMIP y el precio spot en OMEL.

## ***2.4 Los contratos bilaterales de las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular***

La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, tras la modificación introducida por el Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso de la productividad y para la mejora de la contratación pública, incorpora la posibilidad de que las empresas distribuidoras negocien la energía eléctrica a través de contratos bilaterales con entrega física.

Por su parte, el Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, por el que se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial, establece en su artículo 1 que el mecanismo de asimilación será de aplicación hasta que se implemente la normativa por la cual las empresas distribuidoras negocien la energía a través de contratos bilaterales con entrega física.

Con fecha 16 de noviembre de 2006 tuvo entrada en esta Comisión para su informe preceptivo la propuesta de Orden Ministerial por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas para el suministro a tarifa en territorio peninsular, así como el Borrador de Resolución de la Secretaría General de Energía por la que se aprueban las reglas de aplicación en las subastas establecidas en el artículo 5 de la Orden Ministerial (...) por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular y el Borrador de Resolución de la Secretaría General de energía por la que se regula el contrato tipo establecido en la disposición adicional primera de la Orden Ministerial (...) por la que se regulan los contratos bilaterales que firmen las empresas distribuidoras para el suministro a tarifa en territorio peninsular.

Cabe señalar que, teniendo en cuenta que se trata de subastas de periodicidad trimestral en que las que se va a establecer en gran medida el coste de generación de los clientes a tarifa, habría que vincular la revisión de las tarifas integrales a la realización de dichas subastas.

## ***2.5 La revisión de las primas del Régimen Especial***

El Real Decreto-Ley 7/2006, establece en la disposición transitoria segunda que la revisión de la tarifa que efectuó el Gobierno no será de aplicación a los precios, primas, incentivos y tarifas que forman parte de la actividad de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

El pasado 13 de diciembre tuvo entrada en esta Comisión propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de determinadas instalaciones de tecnología asimilables del régimen ordinario, para informe preceptivo.

La Disposición adicional vigésima sexta de la presente propuesta de RD amplía el plazo de aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2006, hasta la entrada en vigor de la norma por la que se modifique el régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial.

Esta Comisión entiende que, el efecto que sobre los costes del sistema tenga el desarrollo del régimen económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial, deberá ser tenido en cuenta en las futuras revisiones de las tarifas en 2007.

## ***2.6 El déficit tarifario***

La propuesta de RD establece en su artículo 1 apartado 1 que el 1 de abril de 2007, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante RD, procederá a efectuar una nueva revisión de las tarifas de las tarifas para la venta de energía eléctrica y reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos de las actividades reguladas que estima en 750.000 miles de € en el primer trimestre, con un límite máximo de 3.750 miles de € en el año.

Asimismo, la propuesta de RD, establece una anualidad provisional de 173.122 miles de € correspondiente a la recuperación lineal del desajuste de ingresos entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006.

Según la última información disponible, en el momento de realizar el presente informe, relativa a la liquidación provisional 10 de 2006, los ingresos netos declarados por el conjunto de los distribuidores resultan insuficientes para cubrir el conjunto de costes, que según la normativa, se han de retribuir en cada liquidación provisional.

En el cuadro inferior se recoge la información relativa a las partidas implicadas en el proceso de liquidación, comparándose con la previsión de liquidaciones de actividades reguladas a partir de la tarifa de 2006 (incluyendo las modificaciones introducidas por el Real Decreto 809/2006)

**Cuadro 1. Comparación liquidación actividades y costes regulados 2006. Total Nacional**

CONCEPTO	Liquidación nº 10 2006		Previsión Liquidación Actividades Reguladas		DIFERENCIA ABSOLUTA	
	GWh	miles €	GWh	miles €	GWh	miles €
Ingresos por facturación de clientes a tarifa (1)	140.070	11.720.117	130.982	10.534.598	9.088	1.185.519
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	47.151	1.108.169	58.621	1.433.752	-11.470	-325.583
<b>TOTAL INGRESOS BRUTOS</b>	<b>187.221</b>	<b>12.828.286</b>	<b>189.603</b>	<b>11.968.350</b>	<b>-2.382</b>	<b>859.936</b>
<b>CUOTAS</b>		<b>571.270</b>		<b>577.672</b>		<b>-6.402</b>
Cuota compensación extrapeninsulares (2,129 % y 6,111 %)		296.227		311.898		-15.671
Cuota operador del sistema (0,182 % y 0,523 %)		27.056		26.672		384
Cuota operador del mercado (0,053 % y 0,153 %)		7.886		7.777		109
Tasa CNE (0,069 % y 0,201 %)		10.287		10.151		136
Cuota moratoria nuclear (1,724 % / 0,33 %)		115.888		109.205		6.683
Cuota 2ª parte ciclo combustible nuclear (0,210 % y 0,601 %)		31.179		30.739		440
Cuota compensación por int.y reg.especial (0,078 % y 0,223 %)		11.578		11.414		164
Recargo para recuperar déficit de ingresos 2005 (1,378 % y 3,975 %)		71.169		69.815		1.354
<b>TOTAL INGRESOS NETOS</b>		<b>12.257.016</b>		<b>11.390.678</b>		<b>866.338</b>
Coste energía en el mercado cons. a tarifa (2)	143.468	9.238.710	125.014	5.453.218	18.454	3.785.492
Coste energía adquirida al régimen especial (3)	10.033	1.859.908	18.626	1.902.366	-8.593	-42.458
<b>TOTAL COSTE ENERGIA</b>	<b>153.501</b>	<b>11.098.618</b>	<b>143.640</b>	<b>7.355.584</b>	<b>9.861</b>	<b>3.743.034</b>
<b>IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS</b>		<b>1.158.398</b>		<b>4.035.094</b>		<b>-2.876.696</b>
Transporte		770.974		770.974		0
Distribución y gestión comercial		2.720.659		2.720.659		0
Calidad de servicio		68.475		68.475		0
Plan estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012		131.974		131.974		0
Desajuste de ingresos anteriores a 2003		160.196		160.196		0
Revisión generación extrapeninsular		12.192		12.192		0
Sobrecoste de generación extrapeninsular (artículo 18.1 R.D. 1747/2003)		0		114.956		-114.956
Stock de carbón		1.110		1.110		0
Prima del carbón		57.360		82.051		-24.691
Plan de Financiación Extraordinario		25.018		49.504		-24.486
<b>Déficit / Superávit</b>						<b>-2.712.564</b>

Fuente: CNE – Informe sobre los resultados de la liquidación provisional Nº 10 de 2006 y verificaciones practicadas (Cuadro 2 del Informe sobre la liquidación de las actividades reguladas 10/2006).

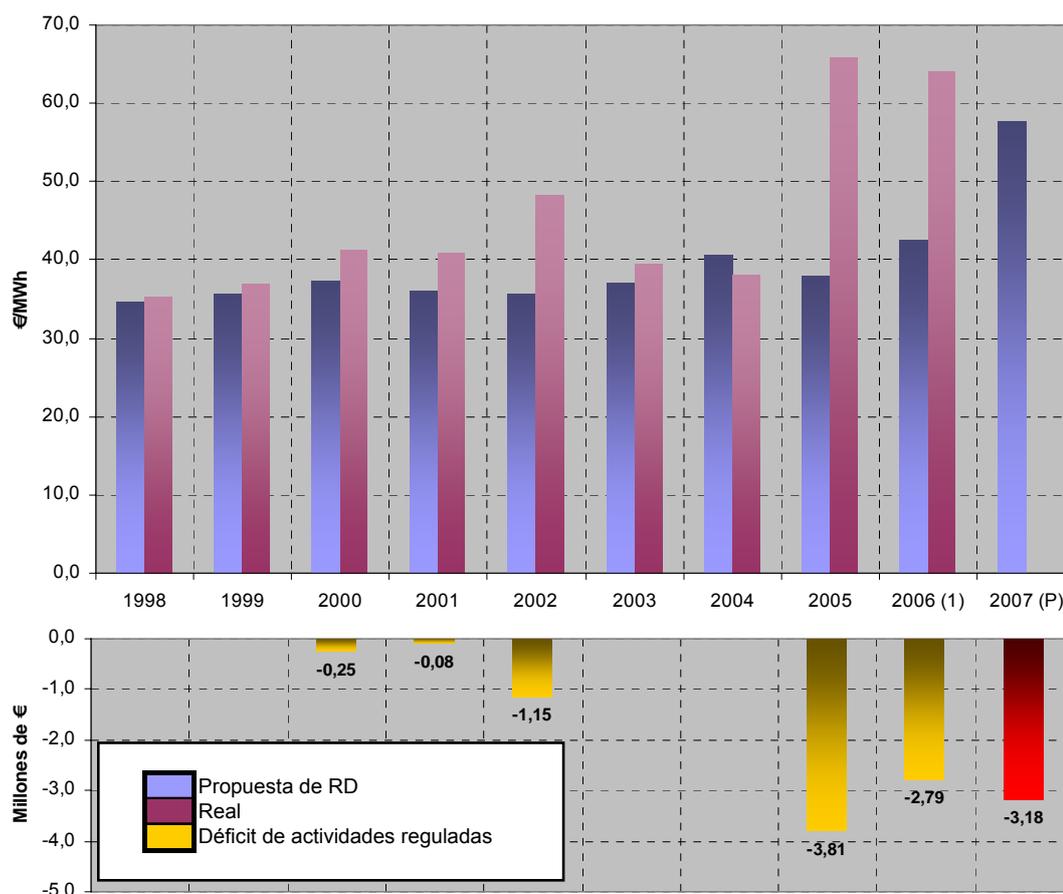
Se consideran unas pérdidas medias de 9,10% (7,84% cualificados y 9,66% tarifas).

- (1) Los ingresos por facturación de clientes a tarifa integral se han calculado aplicando a la previsión de ingresos del Ministerio las variaciones publicadas en el Real Decreto 809/2006.
- (2) La energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye la previsión de la energía vertida por las instalaciones de Régimen Especial directamente al mercado (31.464 GWh). El coste de la energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye el coste de la energía de dichas instalaciones de Régimen Especial valorada al precio medio peninsular (4,235 c€/kWh).
- (3) La energía no incluye las ventas de energía de las instalaciones de Régimen Especial en el mercado de producción. El coste de energía adquirida al Régimen Especial incluye el pago realizado por los distribuidores al Régimen Especial.

El principal motivo que explica la insuficiencia de ingresos para el pago de los costes necesarios, es que el precio medio de compra de los distribuidores en el mercado de producción se ha situado en torno a 65,66 €/MWh en 2005 y 64,02<sup>3</sup> €/MWh en 2006, esto es, un 68% y un 51% superiores a los precios medios implícitos en los valores de las tarifas integrales publicadas en el Real Decreto 2392/2004 y el RD 809/2006, respectivamente.

En el siguiente gráfico se recoge el coste medio de producción implícito en los diferentes Reales Decretos de tarifa eléctrica desde la liberalización del mercado, el coste medio registrado en el mercado y el déficit de actividades reguladas.

**Gráfico 1. Coste medio de producción implícito en los Reales Decretos de tarifa eléctrica, coste medio registrado en el mercado para distribuidores y déficit de actividades reguladas.**



Fuente: Información que acompaña propuesta RD's de tarifa eléctrica, CNE y OMEL

(1) Liquidación 10/2006

(P) Déficit inicial de la propuesta de RD

<sup>3</sup> Valor provisional calculado aplicando lo establecido en el artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006.

Esta Comisión ha de señalar una vez más que, si bien el ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión sujeto, por tanto, a errores, esto es, a diferencias entre las variables estimadas y las registradas realmente, las tarifas deben integrar todos los costes que corresponda por el suministro de electricidad de consumidores en el mercado regulado. Por una parte, porque mediante los ingresos obtenidos a través de las tarifas de acceso y de las tarifas integrales deben recuperarse los costes por el suministro de electricidad, incluidos en el mecanismo de liquidaciones del RD 2017/1997. Por otra parte, porque todas las tarifas deben reflejar el coste de suministro de electricidad de cada grupo de clientes.

Asimismo, es igualmente importante señalar que, como se ha indicado sucesivos informes de esta Comisión, la existencia dos esquemas de precios regulados unida a la opcionalidad del consumidor, durante el periodo transitorio, bien de acudir al mercado, bien de permanecer en el régimen de tarifa, introduce riesgo en la recuperación de los costes del sistema, debido a que, dependiendo de la elasticidad de los consumidores a cambios en los precios, cada consumidor buscará la opción – mercado o tarifa integral- en la que obtenga un menor precio.

Esta Comisión considera necesario señalar una vez más la necesidad de introducir, sin demora, los cambios que sean necesarios para eliminar inconsistencias en las estructuras de precios regulados vigentes, así como el establecimiento de una metodología asignativa de costes para establecer tanto tarifas de acceso, como tarifas integrales.

En opinión de esta Comisión, se considera necesario trasladar con periodicidad inferior al año revisiones del coste de generación por adquisición de energía para los consumidores a tarifa integral, a efectos de mitigar la posibilidad de acumular déficit/superávit de ingresos sujetos a liquidación significativos, con el efecto negativo de ser recuperados en años sucesivos y recaer sobre consumidores que no lo han generados.

### **3 EJERCICIO TARIFARIO 2007**

#### ***3.1 Aplicación del contenido del Real Decreto 1432/2002 en la propuesta de Real Decreto***

Como se ha detallado en el epígrafe 2 del presente informe, durante el año 2006 se han producido una serie de cambios normativos que afectan al marco tarifario actual y, en particular, a la aplicación de la metodología establecida en el RD 1432/2002. En concreto dichos cambios afectan a los siguientes aspectos:

##### ***Precio medio de producción correspondiente a a las instalaciones de generación en régimen ordinario***

El Real Decreto 1432/2002, establece en el artículo 6 que el precio medio de producción a considerar durante el periodo transitorio en la determinación de la tarifa será, mientras existan CTC pendientes de recuperar, de 3,601 c€/kWh para la energía producida por instalaciones de producción en régimen ordinario con derecho al cobro de CTC y para el resto de instalaciones de producción en régimen ordinario se estimará teniendo en cuenta las mejores previsiones del precio del gas.

El Real Decreto-Ley 3/2006 modifica el mecanismo de casación de las ofertas del mercado, asimilando a contratos bilaterales físicos con carácter previo al programa resultante de la casación en los mercados diario e intradiario, las cantidades de energía presentadas por los sujetos pertenecientes a un mismo grupo empresarial que acudan al mercado diario con ofertas de adquisición y venta de energía simultáneamente para un mismo período de programación y establece como precio provisional a aplicar durante el año 2006 para los distribuidores por la energía asimilada a través de este mecanismo la cantidad de 42,35 €/MWh, incluyendo los costes de los servicios de ajuste y la garantía de potencia.

El Real Decreto-Ley 7/2006 suprime los Costes de Transición a la Competencia (CTC), por lo que se entiende finalizado el periodo transitorio al que hace referencia el artículo 6 del Real-Decreto 1432/2002.

Por último, la disposición adicional vigésimo cuarta de la propuesta de RD actualiza el precio provisional a aplicar durante 2007 para la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación establecido en el apartado 1 del Real Decreto-Ley. En concreto, se establece como precio provisional a considerar el precio de casación del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

En opinión de esta Comisión, teniendo en cuenta los cambios normativos descritos anteriormente, el coste medio de producción a tener en cuenta en 2007 deberá recoger la mejor previsión del coste de la energía en el mercado de producción.

#### Revisión de las previsiones de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, en su artículo 7, determina que en el cálculo de la tarifa media de cada año, se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa eléctrica de los dos años anteriores (desvíos de años anteriores), en los siguientes casos:

1. Si la demanda en consumidor final resulta superior o inferior en un 1% a la prevista. En este caso se revisarán las partidas de costes e ingresos que han sido afectadas por la variación.
2. Si el tipo de interés resulta superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. En este caso se revisarán los costes considerados del transporte y, en su caso, de distribución y gestión comercial en la previsión de las tarifas.
3. Si el sobrecoste de las primas del régimen especial resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisarán las partidas de ingresos y costes que han sido afectadas por la variación.
4. Si el precio del gas resulta superior o inferior en un 5% respecto al previsto. En este caso se revisará el coste de generación de las instalaciones a las que hace mención el párrafo b) del artículo 6 de dicho RD.

No obstante, el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006, establece que se incluirá como coste en la tarifa, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulta para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2005 y 31 de diciembre de 2005, por lo que esta Comisión entiende que no procede imputar desvíos correspondientes a 2006 con cargo a la tarifa 2007.

Esta Comisión entiende que, dado que el Real Decreto 809/2006 reconoce el déficit de actividades reguladas correspondiente para 2005, no procede imputar desvíos correspondientes a 2005 con cargo a la tarifa 2007.

Análogamente, la propuesta de RD establece en el apartado 7 del artículo, con carácter provisional, la anualidad resultante para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas generada entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006, por lo que esta Comisión considera que tampoco procede imputar desvíos correspondientes a 2006 con carga a la tarifa 2007, en la medida en que se está dotando la anualidad correspondiente al desajuste de ingresos correspondiente a 2006.

### ***3.2 Escenario de costes incluido en la propuesta de Real Decreto***

A diferencia de años anteriores, la memoria que acompaña a la propuesta de RD, no incluye el escandallo de costes previsto para el año 2007, aunque sí proporciona información sobre todos los costes considerados en el citado escandallo, con la excepción de los ingresos por exportaciones.

En el Cuadro 2, se presenta el escandallo de costes para el año 2007 elaborado por esta Comisión, a partir de la información proporcionada en la Memoria que acompaña a la propuesta de RD. Cabe señalar que se ha considerado como ingresos por exportaciones, el valor previsto para el año 2006 de acuerdo con la memoria que acompañaba la propuesta de Real Decreto de dicho año, esto es -17.300 Miles de €.

**Cuadro 2. Escandalo de costes previstos para el 2007.**

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	AÑO 2006			AÑO 2007 (PROPUESTA DE RD)			% de variación 2007 sb 2006		
	GWh	€/MWh	Miles de €	GWh	€/MWh	Miles de €	GWh	€/MWh	Miles de €
<b>Transporte</b>			<b>1.013.328</b>			<b>1.089.499</b>			<b>7,52%</b>
Empresas Peninsulares			932.469			992.892			6,5%
REE			725.013			928.195			28,0%
Resto peninsulares			207.456			64.697			-68,8%
Extrapeninsulares			80.859			96.607			19,5%
<b>Distribución</b>			<b>3.714.457</b>			<b>4.299.765</b>			<b>15,8%</b>
Retribución a la Distribución			3.016.720			3.571.093			18,4%
Coste Distribución Extrapeninsular			259.377			283.382			9,3%
Margen Distribuidores D.T.11 <sup>a</sup>			174.900			178.530			2,1%
Eficiencia energética			173.460			176.760			1,9%
Calidad del servicio			90.000			90.000			0,0%
<b>Comercialización</b>			<b>299.796</b>			<b>306.019</b>			<b>2,1%</b>
Gestión Comercial			280.770			286.598			2,1%
Gestión Comercial Extrapeninsular			19.026			19.421			2,1%
<b>Costes permanentes</b>			<b>933.642</b>			<b>2.139.243</b>			<b>129,1%</b>
Compensación extrapeninsulares			406.438			1.219.251			199,98%
Operador de sistema			35.314			35.503			0,5%
Operador de mercado			10.297			10.379			0,8%
Tasa CNE			13.440			16.777			24,8%
Plan de viabilidad de ELCOGAS						25.000			
<b>Total DÉFICIT DE AÑOS ANTERIORES</b>			<b>358.090</b>			<b>832.333</b>			<b>132,4%</b>
Déficit años 2000, 2001, 2002			226.578			231.456			2,2%
Déficit de ingresos año 2005			131.512			347.102			163,9%
Déficit de ingresos año 2006						173.122			
Déficit extrapeninsular hasta 2005						80.653			
CTCS			110.064			0			
<b>Costes de diversificación y seguridad del abastecimiento</b>			<b>202.243</b>			<b>71.599</b>			<b>-64,6%</b>
Moratoria Nuclear:			146.429			5.163			-96,5%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear:			40.701			51.636			26,9%
Interrumpibilidad y Régimen especial:			15.113			14.800			-2,1%
<b>Prima régimen especial</b>	<b>55.945</b>	<b>28,58</b>	<b>1.598.648</b>	<b>62.290</b>	<b>26,72</b>	<b>1.664.412</b>	<b>11,3%</b>	<b>-6,5%</b>	<b>4,1%</b>
<b>Coste de Generación</b>	<b>271.882</b>	<b>44,37</b>	<b>12.064.441</b>	<b>279.571</b>	<b>62,72</b>	<b>17.533.585</b>	<b>2,8%</b>	<b>41,3%</b>	<b>45,3%</b>
<b>Régimen Ordinario</b>	<b>199.905</b>	<b>41,70</b>	<b>8.335.125</b>	<b>202.541</b>	<b>57,72</b>	<b>11.691.177</b>	<b>1,3%</b>	<b>38,4%</b>	<b>40,3%</b>
Energía	199.905	35,52	7.100.091	202.541	52,97	10.728.972	1,3%	49,1%	51,1%
PGP		4,81	961.164	142.345	4,81	684.724		0,0%	-28,8%
SSCC		1,37	273.870		1,37	277.481		0,0%	1,3%
<b>Régimen Especial</b>	<b>55.945</b>	<b>42,77</b>	<b>2.392.690</b>	<b>62.290</b>	<b>59,15</b>	<b>3.684.588</b>	<b>11,3%</b>	<b>38,3%</b>	<b>54,0%</b>
Energía	55.945	36,59	2.047.056	62.290	52,97	3.299.617	11,3%	44,8%	61,2%
PGP		4,81	268.989		4,81	299.634		0,0%	11,4%
SSCC		1,37	76.645		1,37	85.337		0,0%	11,3%
<b>Contrato REE - EDF y otros intercambios</b>	<b>1.740</b>	<b>48,58</b>	<b>84.534</b>	<b>-807</b>	<b>47,83</b>	<b>-38.599</b>	<b>-146,4%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-145,7%</b>
<b>Extrapeninsulares</b>	<b>14.292</b>	<b>78,51</b>	<b>1.122.091</b>	<b>15.547</b>	<b>136,14</b>	<b>2.116.634</b>	<b>8,8%</b>	<b>73,4%</b>	<b>88,6%</b>
<b>Incentivo al consumo del carbon autóctono</b>						<b>79.784</b>			
<b>Asignación Gratuita de Derechos de emisión</b>			<b>130.000</b>						
<b>Ingresos por Exportaciones</b>			<b>-17.300</b>			<b>-17.300</b>			<b>0,0%</b>
<b>Sobrecoste extrapeninsular</b>			<b>-151.092</b>						
<b>Costes Doblemente Contabilizados</b>			<b>-406.438</b>			<b>-1.219.251</b>			<b>200,0%</b>
<b>COSTE TOTAL DEL SISTEMA</b>			<b>19.251.725</b>			<b>25.867.571</b>			<b>34,4%</b>
<b>PRECIO MEDIO (Cent€/kWh)</b>			<b>7,7780</b>			<b>10,1251</b>			<b>29,44%</b>
Revisiones de las previsiones de años anteriores (art. 7 RD 1432/2003)			849.460						
Sobrecoste de las primas del Régimen Especial			743.689						
Coste del gas			105.771						
<b>LÍMITE (2%)</b>			<b>109.607</b>						
<b>COSTE TOTAL DEL SISTEMA</b>			<b>19.361.332</b>			<b>25.867.571</b>			<b>33,6%</b>
<b>INGRESOS DEL SISTEMA</b>			<b>19.217.669</b>			<b>22.688.974</b>			<b>18,1%</b>
<b>DÉFICIT DE INGRESOS</b>			<b>143.663</b>			<b>3.178.597</b>			<b>2112,5%</b>
<b>DEMANDA EN B.C.</b>			<b>271.882</b>			<b>279.571</b>			<b>2,83%</b>
<b>PERDIDAS IMPLÍCITAS</b>			<b>9,10%</b>			<b>9,43%</b>			<b>3,63%</b>
<b>DEMANDA EN CONSUMIDOR FINAL</b>			<b>249.204</b>			<b>255.479</b>			<b>2,52%</b>
<b>TARIFA MEDIA O DE REFERENCIA (Cent€/kWh)</b>			<b>7,8220</b>			<b>8,8809</b>			<b>13,54%</b>

Fuente: Fuente: MITYC – Información que acompaña a la propuesta de RD tarifas eléctricas 2006 y 2007

En Anexo I del presente informe se compara el escandallo de costes implícito en la propuesta de Real Decreto y el escandallo de costes de la CNE, resultante de incorporar las consideraciones que sobre los costes del sistema se analizan a lo largo del presente informe.

### 3.2.1 Coste de generación

En el Cuadro 1 se presenta el coste de generación incluido en la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2007, así como su composición entre régimen ordinario y régimen especial, diferenciando entre el sistema peninsular y los sistemas extrapeninsular e insulares.

**Cuadro 3. Coste de generación 2006 y 2007**

	2006			2007			% variación 2007 sobre 2006		
	GWh	c€/kWh	Miles €	GWh	c€/kWh	Miles €	GWh	c€/kWh	Miles €
<b>Sistema Peninsular</b>	<b>255.096</b>	<b>4,813</b>	<b>12.278.203</b>	<b>264.001</b>	<b>6,428</b>	<b>16.969.462</b>	<b>3,5%</b>	<b>33,5%</b>	<b>38,2%</b>
<i>Régimen Ordinario</i>	199.905	4.170	8.335.125	202.541	5.772	11.691.177	1,3%	38,4%	40,3%
Energía	199.905	3.552	7.100.091	202.541	5.297	10.728.972	1,3%	49,1%	51,1%
PGP		0,481	961.164	142.354	0,481	684.724		0,0%	-28,8%
SSCC		0,137	273.870		0,137	277.481		0,0%	1,3%
<i>Régimen Especial</i>	55.191	7.144	3.943.078	61.460	8.588	5.278.285	11,4%	20,2%	33,9%
Energía	55.191	3.617	1.996.128	61.460	5.297	3.255.650	11,4%	46,5%	63,1%
Prima R.E.		4,354	1.605.974		2,673	1.642.812		-38,6%	2,3%
PGP		0,481	265.364		0,481	295.623		0,0%	11,4%
SSCC		0,137	75.612		0,137	84.200		0,0%	11,4%
<b>Sistemas Extrapeninsulares (1)</b>	<b>15.046</b>	<b>7,779</b>	<b>1.170.351</b>	<b>16.377</b>	<b>13,356</b>	<b>2.187.350</b>	<b>8,8%</b>	<b>71,7%</b>	<b>86,9%</b>
<i>Régimen Ordinario</i>	14.292	7.851	1.122.091	15.547	13.614	2.116.634	8,8%	73,4%	88,6%
Energía + GP + SS.CC	14.292	4.235	658.349	15.547	5.297	823.553	8,8%	25,1%	25,1%
Compensación extrapeninsular		3,617	463.742		8,317	1.293.081		130,0%	178,8%
<i>Régimen Especial</i>	754	6.401	48.260	830	8.520	70.716	10,1%	33,1%	46,5%
Energía	754	3.617	27.270	830	5.297	43.967	10,1%	46,5%	61,2%
Prima R.E.		2,166	16.331		2,605	21.620		20,3%	32,4%
PGP		0,481	3.625		0,481	3.992		0,0%	10,1%
SSCC		0,137	1.033		0,137	1.137		0,0%	10,1%
<b>Contrato REE - EDF y otros intercambios</b>	<b>1.740</b>	<b>4,858</b>	<b>84.534</b>	<b>-807</b>	<b>4,783</b>	<b>-38.599</b>	<b>-146,4%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-145,7%</b>
<b>Exceso de Derechos de emisión sobre los gratuitos</b>			<b>130.000</b>			<b>0</b>			<b>-100,0%</b>
<b>Incentivo al consumo del carbón autóctono</b>						<b>79.784</b>			
<b>Coste de Generación</b>	<b>271.882</b>	<b>4,978</b>	<b>13.533.088</b>	<b>279.571</b>	<b>6,867</b>	<b>19.197.997</b>	<b>2,8%</b>	<b>38,0%</b>	<b>41,9%</b>

Fuente: MITYC – Información que acompaña a la propuesta de RD tarifas eléctricas 2006 y 2007

- (1) La Prima del Régimen Especial se calcula como diferencia entre el coste medio de generación del régimen ordinario y el coste medio previsto para la producción de Régimen Especial.
- (2) La compensación extrapeninsular se obtiene como diferencia entre el coste medio de generación del peninsular en régimen ordinario y el coste medio previsto para la generación de los sistemas extrapeninsulares.

Cabe señalar que según la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica, el coste de producción supera en 5.665 millones de €, al considerado en 2006,

debido, por una parte, al incremento en un 49% del precio de la energía del régimen ordinario, más acorde con el escenario de precios que se está observando en los mercados mayoristas y, por otra, a la actualización del precios de los sistemas insulares y extrapeninsulares.

### 3.2.1.1 El coste de generación del Régimen Ordinario peninsular

Respecto al coste de generación del régimen ordinario peninsular cabe señalar que los precios registrados en el mercado mayorista de electricidad durante 2006, han sido superiores al precio de generación implícito en el Real Decreto 1556/2005, de acuerdo con la información que acompañó la propuesta de RD, y al precio establecido en el Real Decreto-Ley 3/2006 (véase Cuadro 4).

**Cuadro 4. Precio medio ponderado y precio medio aritmético (c€/kWh) en el mercado diario. Años 2005 y 2006**

	Año 2005		Año 2006	
	Precio medio ponderado	Precio medio aritmético	Precio medio ponderado	Precio medio aritmético
Enero	4,418	4,269	7,333	7,314
Febrero	4,829	4,669	7,259	7,262
Marzo	5,718	5,388	5,238	5,027
Abril	4,503	4,396	5,076	5,034
Mayo	4,616	4,505	5,051	4,906
Junio	6,340	6,057	4,994	4,689
Julio	6,691	6,440	5,282	5,052
Agosto	5,290	5,116	4,771	4,577
Septiembre	5,873	5,671	5,513	5,247
Octubre	5,296	5,162	4,586	4,434
Noviembre	5,865	5,752		
Diciembre	7,018	6,935		
<b>Total</b>	<b>5,573</b>	<b>5,368</b>	<b>5,896</b>	<b>5,339</b>

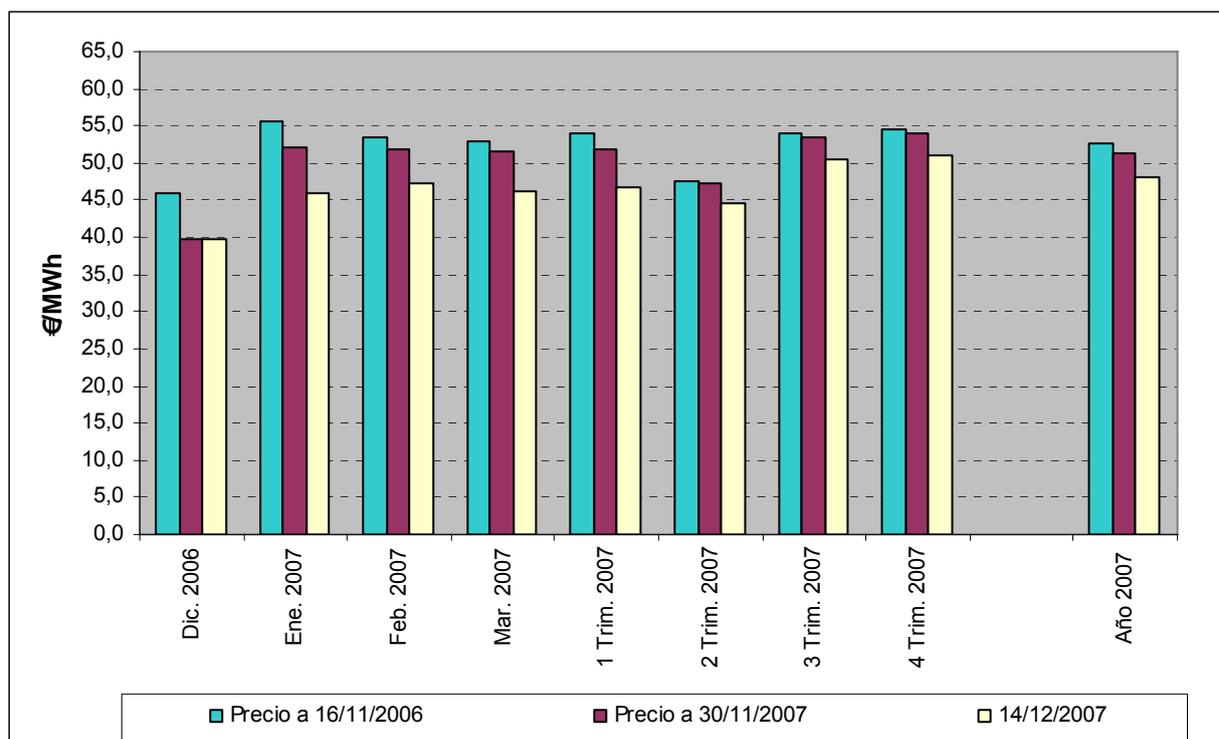
Fuente: OMEL

Cabe señalar que a partir de junio de 2006 los precios del mercado diario registran una leve tendencia a la baja, tendencia que se pone de manifiesto al analizar la evolución de los precios de la electricidad en el mercado de futuros.

En el Gráfico 2 se resumen la evolución de los precios registrados en los futuros de la electricidad en el mercado de derivados del MIBEL. El precio de los contratos “base load”

(carga base) para 2007, con fecha 14 de diciembre de 2006, en el mercado de derivados del MIBEL es de 48,0 €/MWh, un 8,7% inferior al registrado hace un mes.

**Gráfico 3. Precio (€/MWh) de los contratos “base load” de futuros de la electricidad en el mercado de derivados del MIBEL**



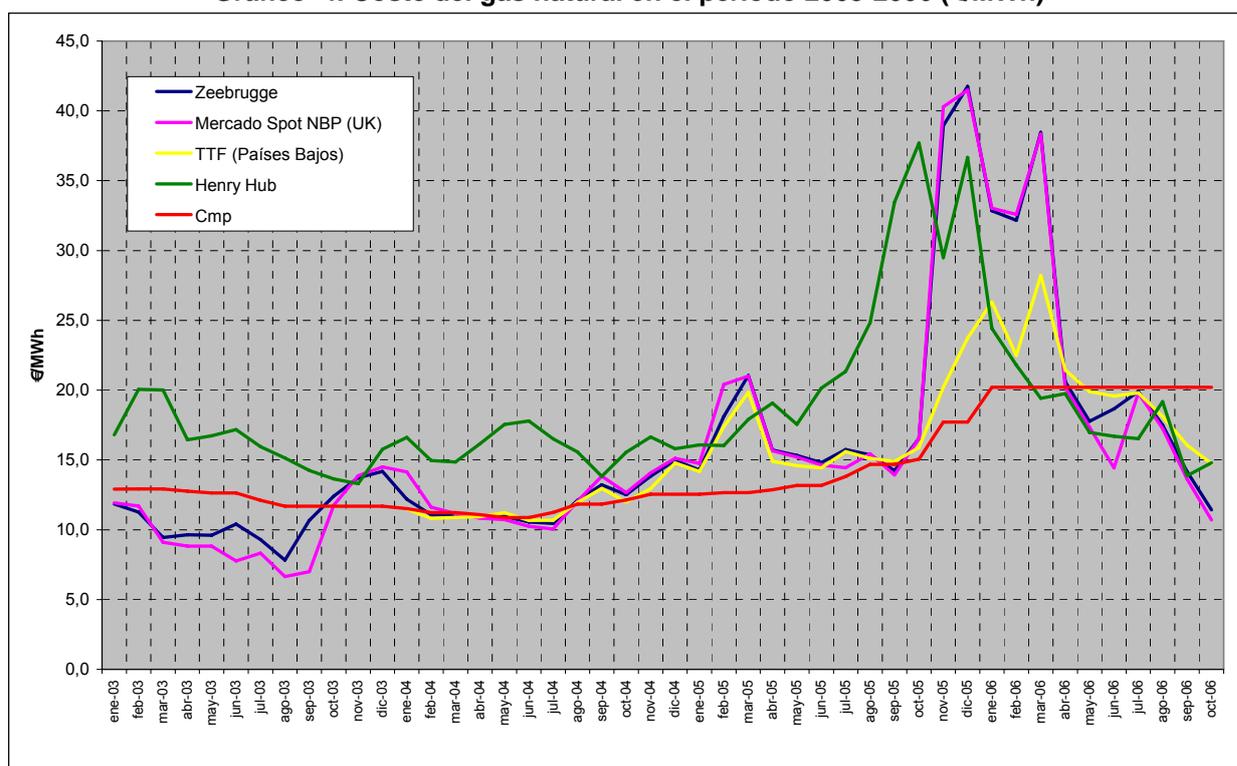
Fuente: OMIP

Análogamente, al analizar la evolución de los precios del gas natural y del petróleo se observa que la tendencia creciente de los mismos durante 2005, precios que hubieran debido ser tenidos en cuenta a la hora de fijar el coste de generación para 2006, cambia a partir de enero de 2006.

Al respecto, cabe señalar que, conocer el coste del gas es fundamental para fijar el precio de la electricidad del mercado español, en la medida en que son los ciclos combinados la tecnología que número de horas marca el precio en el mercado. Asimismo, es igualmente importante señalar que el precio del gas tiene una alta correlación con el precio del petróleo, derivada de los contratos a largo plazo, y con la cotización de los mercados internacionales de gas, vinculada a los contratos spot.

En el Gráfico 4 se muestra la evolución de los precios del gas natural en el periodo comprendido entre 2003 y 2006, tomando como referencia diferentes precios spot del gas natural en mercados internacionales y el Coste de la Materia Prima (Cmp).

**Gráfico 4. Coste del gas natural en el periodo 2003-2006 (€/MWh)**



Fuentes: Platts, World Gas Intelligence y Órdenes ECO/ITC.

Se observa que después de los elevados niveles de precio de gas registrados en la segunda mitad de 2005 en los mercados internacionales (Zeebrugge, NBP, TTF y Henry Hub), la evolución se ha modificado durante 2006, volviendo a situarse hacia los valores mostrados en la primera parte de 2005. Asimismo, derivado de la evolución de las cotizaciones internacionales que sirven para actualizar la fórmula del coste de la materia prima (Cmp) según la Orden ITC/4101/2005, y como una referencia de la evolución del precio del gas, el valor del Cmp se ha situado en 20,213 €/MWh durante todo el año 2006. Cabe señalar que desde mayo de 2006 el Cmp muestra valores superiores a los de los mercados internacionales analizados.

Por otra parte, al analizar las cotizaciones *forward* del precio del gas natural para el año 2007 en diferentes mercados europeos (NBP, Zeebrugge y TTF) y en el mercado de

futuros (Henry Hub), se observan subidas de precios en los cuatros mercados analizados para el primer trimestre de 2007 respecto a las cotizaciones spot durante los meses posteriores a abril de 2006, caídas en el segundo y tercer trimestre de 2007 para las cotizaciones *forward* en dichos mercados, aunque hay un repunte para el tercer trimestre de 2007 en el mercado de futuros de Henry Hub, y un repunte para el cuarto trimestre de 2007 para los 4 mercados analizados (véase Cuadro 5).

**Cuadro 5. Precios forward (€/MWh) de gas(\*)**

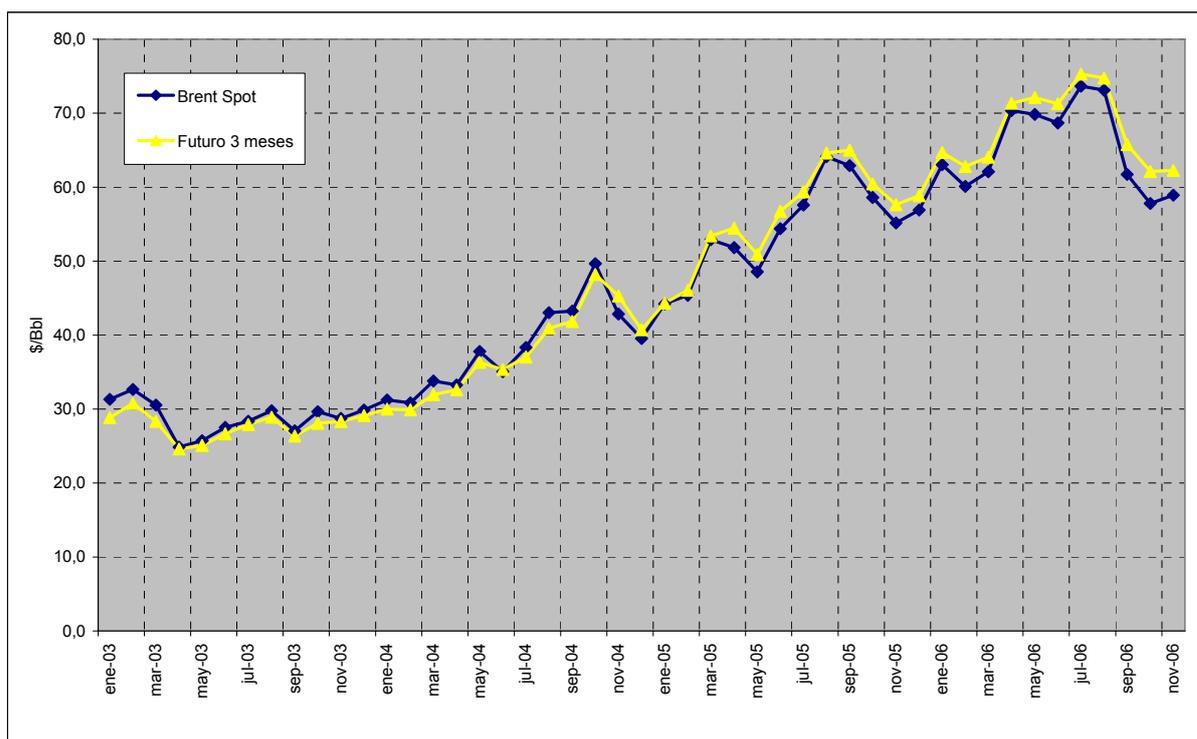
	1 TRIM 2007	2 TRIM 2007	3 TRIM 2007	4 TRIM 2007
NBP	26,918	19,586	18,588	25,215
Zeebrugge	26,436	19,915	18,917	
TTF	26,553	19,706	19,313	24,491
Henry Hub	22,228	20,906	21,397	23,007

(\*) Para los 4 trimestres de 2007 se consideran la media de las cotizaciones en noviembre de 2006 para NBP, Zeebrugge y TTF. Para los 4 trimestres de 2007 del Henry Hub se ha considerado el promedio de la media de los meses que comprende cada periodo de las cotizaciones en noviembre de 2006.

Fuente: Paws

En relación al mercado del petróleo, se observa una tendencia creciente de la cotización spot y del futuro a 3 meses del Brent en el periodo comprendido entre enero de 2003 y julio de 2006 y una caída a partir de agosto 2006 (véase gráfico 2).

**Gráfico 5. Spot y futuro a 3 meses del Brent en el periodo 2003-2006 (\$/Bbl)**

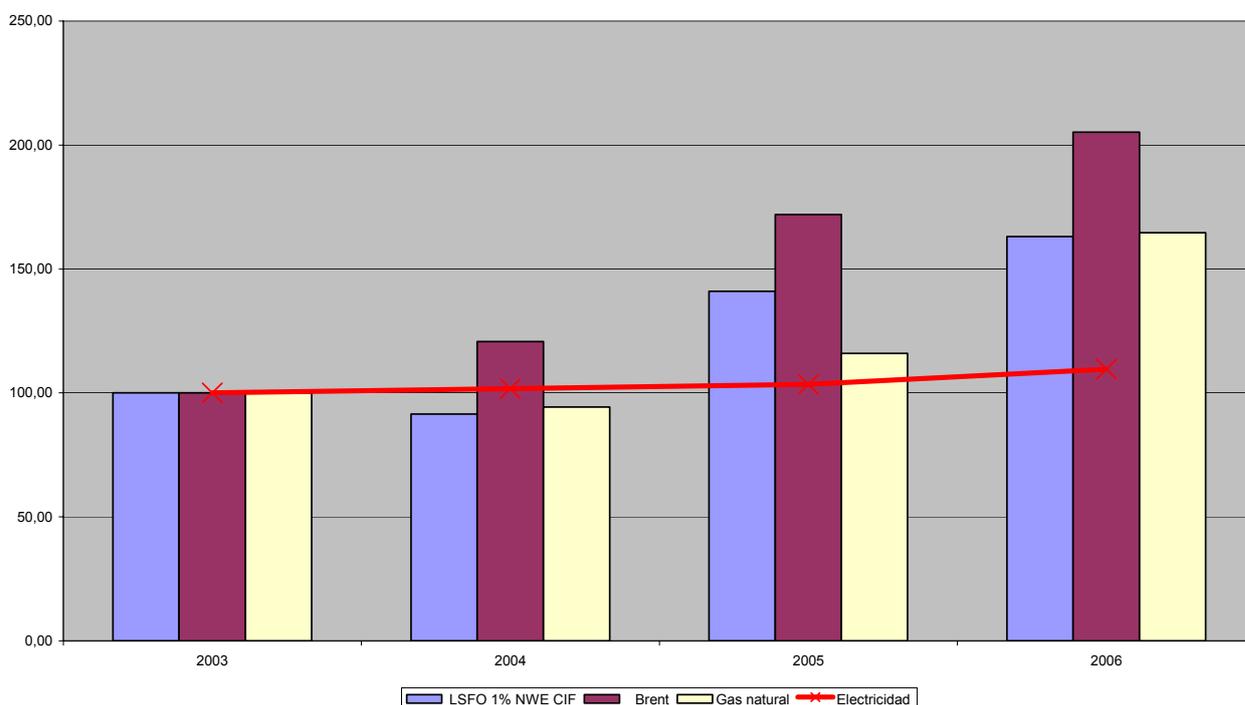


Fuente: Paws

Para concluir en el gráfico inferior se recoge la evolución de las diferentes materias primas y (el precio de generación implícito en) la tarifa media de referencia desde el año 2003.

**Gráfico 6. Evolución de materias primas y tarifa eléctrica. 2003-2006**

Índice 2003=100 (en términos anuales)



Nota: Para el dato del fuel y brent para 2006 se consideran las medias hasta el 28 de noviembre de 2006.  
Fuentes: Paws, Memorias Económicas de RDs de tarifa eléctrica y Órdenes ECO/ITC.

Por todo lo anterior, si bien el precio de la energía implícito en el escandallo de costes de la propuesta de Real Decreto pudiera parecer ligeramente elevado esta Comisión, teniendo en cuenta el principio de prudencia tarifaria, valora positivamente dicho precio en la medida en que, a diferencia de años anteriores, refleja adecuadamente la evolución de los precios de las materias primas y de los precios registrados en el mercado mayorista.

La disposición transitoria séptima, establece que a partir del 1 de enero de 2007, y hasta que se efectuó la revisión de los mecanismos de asignación y de los procedimiento de cobro y pago de garantía de potencia, no tendrán derecho al cobro de la misma las unidades de producción de energía eléctrica nuclear.

En aplicación de dicha disposición transitoria el coste de garantía de potencia del sistema peninsular para 2007, asciende a 684.724 Miles de €, cantidad 289.562 Miles de € inferior a la resultante de aplicar el derecho de cobro de garantía de potencia a todas las unidades de generación peninsular, incluyendo las unidades de producción de energía nuclear.

La eliminación del derecho de cobro de garantía de potencia para estas unidades, supone reducir el coste total del sistema previsto para el año 2007 en un 1,11% y el déficit de partida en un 8,35%.

### **3.2.1.2 El coste de generación en Régimen Especial**

El coste de generación de régimen especial incluido en la propuesta de RD asciende a 5.349 millones de €, lo que supera en 1.358 millones de € al coste considerado en 2006. Este incremento se explica por una parte por el aumento en 11% de la producción en régimen especial y, por otra parte, por el aumento de un 20% del coste de la energía.

Cabe señalar que, el coste de generación en Régimen Especial incluido en la propuesta de Real Decreto coincide con el estimado por esta Comisión (véase epígrafe 5.10.1).

### **3.2.1.3 El coste de generación del régimen ordinario de los sistemas extrapeninsulares e insulares**

La otra partida que justifica el aumento del coste de generación para 2007 es el coste de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares en régimen ordinario, que según la información que acompaña a la propuesta de RD, asciende a 2.166.634 Miles de €, un 89% superior al considerado en 2006 (véase epígrafe 5.5.1).

### **3.2.2 Costes de transporte, distribución y gestión comercial**

Según la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa eléctrica para 2007 los costes de transporte, distribución y gestión comercial ascienden a 5.695 millones de €, lo que supone un aumento del 17,3% respecto a 2006.

Por partidas de coste, la retribución del transporte aumenta el 7,5%, la retribución a la distribución el 15,8%, y de la gestión comercial el 2,1% respecto a 2006. Dichas partidas son analizadas en los epígrafes 5.1, 5.2 y 5.3 del presente informe.

### **3.2.3 Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002**

La propuesta de Real Decreto, en su artículo 1, punto 7, determina que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y revisiones de costes de generación extrapeninsular, que establecen los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, se fija en un máximo de 231.456 Miles de €, no apareciendo desglosada entre ambos conceptos, al igual que años anteriores.

La anualidad provisional correspondiente al año 2007 del desajuste de ingresos de actividades reguladas correspondiente para el año 2007, se ha estimado en 219.601 Miles de €, por lo que la cantidad restante, esto es, 11.855 miles de €, se considera es el importe correspondiente a la anualidad correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002 (véase epígrafe 5.7).

### **3.2.4 Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005**

De acuerdo, con la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la anualidad correspondiente al año 2007, del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas del año 2005, asciende a 347.102 Miles de €.

Esta Comisión estima la anualidad provisional correspondiente al año 2007 del déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al año 2005 en 353.620 Miles de €, cantidad 6.518 Miles de € superior que la considerada en la propuesta de Real Decreto 2007 (véase epígrafe 5.8).

### **3.2.5 Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006**

Al contrario que el año pasado, el artículo 1 apartado de la propuesta de Real Decreto, establece que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor de ingresos del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre se fija en 173.122 Miles de € (véase epígrafe 5.9).

### **3.2.6 Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento**

Según información de la propuesta de Real Decreto los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, excluyendo el sobrecoste de la prima de régimen especial y el coste de la compensación extrapeninsular, ascienden a 134.258 miles de €, un 33% inferior al coste implícito en el Real Decreto 809/2006, debido fundamentalmente a la reducción de la cuota de la Moratoria Nuclear (véanse epígrafes 5.5. y 5.10.2)

### 3.3 Plan de viabilidad ELCOGÁS

El artículo 1 de la propuesta de RD establece, con carácter provisional, un coste de 25.000 miles de € en concepto de plan de financiación de ELCOGAS (véase 5.6.).

### 3.4 Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos

#### 3.4.1 Previsión de la demanda en la propuesta de Real Decreto

Según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la demanda nacional en barras de central para 2007, de acuerdo con la metodología prevista en el Real Decreto 1432/2002, asciende a 279.571 GWh, un 3,55% superior que la demanda de 12 meses previo a la determinación de la tarifa de 2007.

	Previsión cierre 2006				Previsión 2007			
	b.c.	Incremento s/año anterior	consumidor final	Pérdidas implícitas	b.c.	Incremento s/año anterior	consumidor final	Pérdidas implícitas
<i>Peninsular</i>	254.548	3,4%	232.677	9,4%	263.193	3,4%	240.313	9,5%
<i>Extrapeninsular</i>	15.445	6,0%	14.287	8,1%	16.377	6,0%	15.159	8,1%
<b>Nacional</b>	<b>269.993</b>	<b>3,5%</b>	<b>246.964</b>	<b>9,3%</b>	<b>279.570</b>	<b>3,5%</b>	<b>255.472</b>	<b>9,4%</b>

Fuente: Información que acompaña a la propuesta de RD 2006 y 2007.

Cabe señalar que la previsión de cierre para 2006 y la previsión 2007 implícitas en la propuesta de RD, de acuerdo con la información facilitada en la Memoria, son similares a los escenarios inferiores de cierre de 2006 y 2007, según la información aportada por el Operador del Sistema.

	Cierre 2006			Previsión 2007		
	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<b>Peninsular</b> <i>Variación Interanual</i>	<b>253.000</b> 2,8%	<b>255.100</b> 3,6%	<b>258.500</b> 5,0%	<b>263.400</b> 3,3%	<b>264.400</b> 3,6%	<b>265.200</b> 4,0%
<b>Extrapeninsular</b> <i>Variación Interanual</i>	<b>15.207</b> 4,41%	<b>15.301</b> 5,05%	<b>15.464</b> 6,17%	<b>15.919</b> 4,04%	<b>16.110</b> 5,29%	<b>16.383</b> 7,07%
<b>Nacional</b> <i>% variación s/año anterior</i>	<b>268.207</b> 2,9%	<b>270.401</b> 3,7%	<b>273.964</b> 5,1%	<b>279.319</b> 3,3%	<b>280.510</b> 3,7%	<b>281.583</b> 4,1%

Fuente: Información que acompaña a la propuesta de RD 2006 y 2007.

Según la información que acompaña a la propuesta de RD de tarifa 2007, la demanda en consumidor final es la resultante de aplicar a la demanda prevista en b.c. de 2007, el coeficiente de pérdidas del 9,43%, valor que coincide con la media de las pérdidas estándares vigentes, incluidas en el Anexo V de la propuesta de RD, aplicadas a los consumos previstos para 2007, desglosados por tarifas integrales y de acceso, según información proporcionada por las empresas a esta Comisión.

Aplicando a la demanda en barras de central, las pérdidas del 9,43%, se obtiene una demanda en consumidor final, que subyace en la propuesta de RD de tarifa 2007 asciende a 255.472 GWh.

### 3.4.2 Participación en el mercado

Según la información que acompaña a la propuesta de RD referente a los ingresos del sistema, se prevé que el 31,6% del total de la demanda nacional en consumidor final acudirá al mercado en 2007.

Esto significa que, como resultado de la previsión de precios de mercado para 2007 y de las variaciones en las tarifas integrales y de acceso de la presente propuesta de RD, se estima que el consumo de los clientes que acuden al mercado en el año 2007 asciende a 80.807 GWh, mientras que 174.665 GWh, esto es, el 68,4% restante, permanecerá acogido a tarifa integral.

Cabe señalar que, las previsiones de demanda y de participación en el mercado de la propuesta de RD son similares a las del escenario de previsión de la CNE para 2007, elaborado de acuerdo con la información proporcionada por las empresas.

En el cuadro inferior se resumen las previsiones de participación en el mercado liberalizado según el escenario de previsión de la Comisión.

**Cuadro 6. Participación en el mercado liberalizado por niveles de tensión. Previsión de Consumo proporcionado por las empresas para 2007**

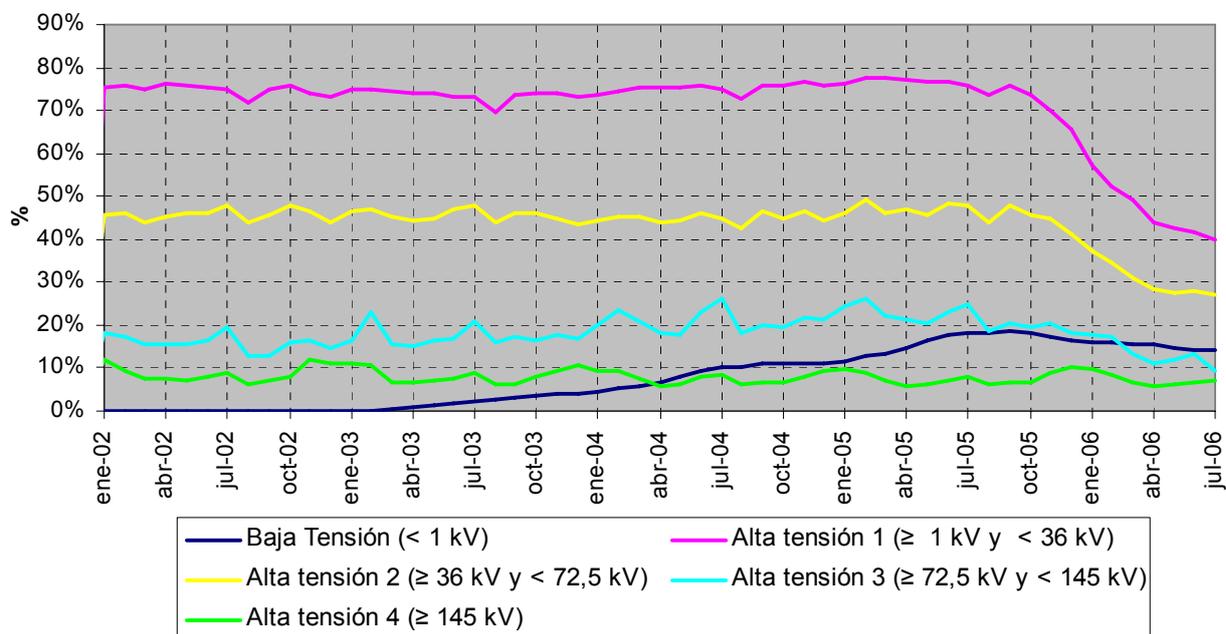
	Consumo (GWh)			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
<b>Baja Tensión</b> (Nivel Tensión < 1 kV)	<b>103.260</b>	<b>19.422</b>	<b>15,8%</b>	<b>122.682</b>
Potencia ≤ 15 kW	79.159	5.911	6,9%	85.070
Potencia > 15 kW	24.102	13.511	35,9%	37.612
<b>Media Tensión</b> (1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV)	<b>32.074</b>	<b>47.689</b>	<b>59,8%</b>	<b>79.763</b>
Potencia ≤ 450 kW	11.089	9.493	46,1%	20.583
Potencia > 450 kW	20.984	38.195	64,5%	59.180
<b>Alta Tensión</b> (Nivel Tensión > 36 kV)	<b>38.392</b>	<b>13.476</b>	<b>26,0%</b>	<b>51.868</b>
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	14.139	7.324	34,1%	21.463
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	7.680	2.953	27,8%	10.633
Nivel Tensión > 145 kV	16.574	3.199	16,2%	19.773
<b>Total</b>	<b>173.726</b>	<b>80.587</b>	<b>31,7%</b>	<b>254.313</b>
<b>Otros (1)</b>	<b>1.296</b>	<b>196</b>	<b>13,1%</b>	<b>1.492</b>
<b>Total</b>	<b>175.023</b>	<b>80.782</b>	<b>31,6%</b>	<b>255.805</b>

Fuentes: Empresas y CNE.

Notas: (1) Otros incluye los Consumos propios, Concesiones y TTS.

En el gráfico inferior se recoge la participación en el mercado desagregada por nivel de tensión para el periodo de comprendido entre enero de 2002 a julio de 2006.

**Gráfico 1. Participación en el mercado desagregada por nivel de tensión**



Fuente: CNE

Se observa un descenso en la participación en el mercado durante el periodo analizado para todos los niveles de tensión, Cabe señalar que esta caída se produce fundamentalmente en los niveles de tensión 1 y 2.

Asimismo, es importante señalar una reducción en 11 puntos porcentuales de la participación en el mercado liberalizado registrada en el periodo enero-julio de 2006 respecto a 2005.

Este hecho muestra que, por una parte, debido a la posibilidad que tiene el consumidor de acudir bien al mercado regulado, bien al mercado liberalizado, y, por otra parte, debido a la significativa discrepancia entre el precio de generación incluido en la tarifa media y la evolución del precio medio del mercado durante 2006, se produce un retorno de clientes que ya estaban en el mercado liberalizado al mercado regulado.

### 3.4.3 Previsión de ingresos

Respecto a los ingresos previstos para 2007, de aplicar las tarifas integrales y tarifas de acceso de la propuesta de RD, según la información que acompaña a la misma, hay que destacar los siguientes aspectos.

En primer lugar, según dicha información el 69,6% de los ingresos totales del sistema procederán de los clientes en régimen de tarifa integral, para los que resultaría un precio medio de 9,172 c€/kWh.

En segundo lugar, el 29,6% de los ingresos del sistema se prevé que procederán de los clientes que acudan al mercado. De los ingresos a obtener de los clientes que acudan al mercado, un 25% corresponderá a la facturación por tarifas de acceso, mientras que el resto procederá del coste de energía, pérdidas, pago de garantía de potencia, servicios complementarios y moratoria nuclear correspondiente. En consecuencia, según la información de Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el precio medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado en 2007, ascenderá a 8,722 c€/kWh, un 5% inferior al precio medio del mercado regulado.

Por último, el 0,8% de los ingresos restantes, esto es, 178.530 Millones de Euros, corresponde al margen estimado de los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 (DT11<sup>a</sup>), si bien, dicho margen no es un ingreso ni un coste para el sistema, en tanto que dichos distribuidores permanezcan acogidos al régimen transitorio que les permite la Ley 54/1997.

En el siguiente cuadro se resumen, según la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, los ingresos por precios regulados, esto es, por facturar a tarifas integrales y de acceso, de la propuesta de RD. Dichos ingresos se obtienen de la previsión de potencias y consumos desglosados por grupos tarifarios, tanto en el mercado regulado, como en el mercado liberalizado.

**Cuadro 7. Ingresos previstos para 2007**

	<b>Propuesta RD 2007</b>			
	<b>Consumo (GWh)</b>	<b>% s/total consumo</b>	<b>Ingresos Totales (Miles €)</b>	<b>Precio Medio (c€/kWh)</b>
<b>Clientes en mercado</b>	<b>80.807</b>	<b>31,6%</b>	<b>6.720.487</b>	<b>8,722</b>
Facturación Energía + SS.CC + Pérdidas + MN			4.702.439	6,103
Facturación GP			305.289	0,396
Facturación Acceso			1.712.759	2,223
<b>Clientes en tarifa integral</b>	<b>174.665</b>	<b>68,4%</b>	<b>15.789.958</b>	<b>9,172</b>
Tarifas de Baja Tensión	103.294	40,4%	11.331.302	6,582
Tarifas de Alta Tensión	71.371	27,9%	4.458.656	2,590
<b>Margen distribuidores DT11ª Ley 54/1997</b>			<b>178.530</b>	<b>8,881</b>
<b>Total Ingresos</b>	<b>255.472</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.688.975</b>	<b>8,881</b>
<b>Total ingresos clientes mercado + tarifa integral</b>	<b>255.472</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.510.445</b>	<b>8,811</b>

Fuente: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD de 2007.

En consecuencia, de acuerdo con el escenario de previsión de 2007, las variaciones en las tarifas integrales y de acceso incluidas en la propuesta de RD, más la previsión de coste de la energía de los clientes que acudan al mercado, son insuficientes para cubrir los 25.867.571 miles de € de costes del sistema de acuerdo con la información aportada en la Memoria.

### **3.5 El déficit ex ante**

El punto 1 de apartado 10 de la propuesta de Real Decreto reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos y, estima en 750.000 miles de € el correspondiente al primer trimestre de 2007.

Adicionalmente, la propuesta de Real Decreto establece por un lado, que los déficit ex ante que pudieran reconocerse durante el año 2007, hasta un importe máximo de cinco veces el importe previsto para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de marzo de 2007 (3.750 Millones de €), se financiará a partir de los ingresos obtenidos

por la venta, mediante un procedimiento de subasta, de los derechos de cobro correspondientes a un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución.

Por otro lado, establece que el Instituto de Crédito Oficial abrirá una cuenta corriente remunerada como instrumento de gestión de tesorería y agente de pagos que se cargará y abonará según las órdenes emitidas por la Comisión Nacional de Energía una vez realizadas las liquidaciones correspondientes.

Finalmente, la Disposición transitoria octava de la propuesta de Real Decreto, establece que hasta que se realice la subasta de los derechos de cobro la financiación de la financiación de los eventuales saldos negativos en el fondo acumulado de la cuenta específica en régimen de depósito de la CNE, se realizará conforme a lo establecido en el artículo vigésimo cuarto del Real Decreto Ley 5/2005, es decir, conforme al procedimiento utilizado en la actualidad. Asimismo, establece que las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas una vez realizada la subasta, reconociéndose una retribución financiera resultante de aplicar el tipo de interés implícito en la subasta.

En relación con lo anterior cabe señalar las siguientes consideraciones:

En primer lugar, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto se establece que los ingresos previstos para el año 2007, resultantes de aplicar los términos de energía y potencia de la propuesta de Real Decreto al escenario de demanda previsto para dicho año, ascienden a 22.688.974 miles de €. Asimismo, los costes totales de la prestación del servicio ascienden a un total de 25.867.571 miles de €. Por lo tanto, el escandallo de costes previsto para 2007 parte de un déficit inicial de ingresos de 3.178.597 miles de €, lo que supone un déficit en el primer trimestre de 794.649 miles de €. Esta cuantía resulta superior en 44.649 miles de € a la que resulta de suponer una distribución lineal del déficit de ingresos durante 2007 (794.649 miles de €), de acuerdo con la información que acompaña propuesta de Real Decreto.

No obstante, esta Comisión considera necesario señalar que el déficit correspondiente al año 2007 dependerá de la evolución de numerosos factores, tales como la evolución de

los precios de las materias primas en los mercados internacionales, la reserva hidráulica disponible para producir electricidad, las condiciones ambientales de temperatura, así como las modificaciones normativas que se encuentran en fase de desarrollo y las sucesivas revisiones de la tarifa eléctrica durante 2007.

A modo de ejemplo, si el coste medio de la energía peninsular ascendiera a 4,097 c€/kWh en 2007 no habría déficit tarifario. Este coste de medio de generación peninsular resulta un 29% inferior al considerado en la propuesta de Real Decreto, y un 13% superior al coste medio peninsular previsto para 2006, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 2006.

En segundo lugar, esta Comisión considera necesario reiterar que uno de los principios básicos que deben regir en cualquier metodología de asignación de costes, es el principio de suficiencia tarifaria, esto es, los ingresos regulados previstos deben ser iguales a los costes regulados previstos.

En consecuencia, establecer tarifas inferiores a las necesarias para garantizar la cobertura de los costes puede tener efectos adversos en el sentido de que no se están dando las señales de precios adecuadas al consumidor para incentivar el uso eficiente de la energía, al no soportar los consumidores los costes reales en que su suministro hace incurrir al sistema.

En tercer lugar, se considera necesario que antes de reconocer el déficit *ex ante*, se determinen las causas que han producido dicho déficit, diferenciando entre causas estructurales y causas coyunturales. Reconocer *ex ante* el déficit de actividades reguladas correspondiente al año 2007 sin conocer su origen, unido al déficit recurrente de actividades reguladas, puede estar proporcionando señales que no defiendan realmente los intereses de los consumidores.

A modo de ejemplo, un déficit resultante de un coste de generación superior al inicialmente previsto, puede implicar distintas actuaciones de los organismos reguladores, en función de si el mayor coste de generación es consecuencia de un mayor coste de las materias primas en el mercado de producción, en cuyo caso debiera procederse a la

revisión de los precios con objeto de actualizar dicho coste, o consecuencia del ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes del sistema.

En caso de que el déficit fuera consecuencia del ejercicio de poder de mercado por parte de algunos agentes, el reconocimiento del mismo podría estimular, a su vez, el ejercicio de poder de mercado.

No obstante lo anterior, se destaca que el déficit tarifario reconocido ex ante se limita explícitamente a las actividades reguladas, puesto que el coste de la energía incorporado en tarifa será revisado de forma periódica durante el curso del año con el objetivo de incorporar una estimación de los precios de mercado. Debido a su naturaleza, este déficit tarifario no debería distorsionar la competencia entre el suministro a precio libre de los comercializadores y el suministro tarifario a precio regulado, puesto que ambos reflejarían el precio de mercado de la energía y no se generaría una asimetría entre la situación de los distribuidores, que cobrarían un precio reducido en el presente con la expectativa de cobrar el déficit en futuro, y la de los comercializadores, que no tendrían dicha posibilidad de cobro.

En todo caso, debe señalarse que el déficit tarifario, bajo el artículo 10.1, sigue creándose y que, aún cuando no se transfiera a consumidores futuros el coste de la energía consumida por los consumidores presentes, se está difiriendo en el tiempo la recuperación de los costes de las infraestructuras, creando además un sobre-coste financiero relacionado con la titulación de los derechos de cobro.

Finalmente, esta Comisión considera que deberían aclararse con exactitud los siguientes aspectos del artículo 10.1: (1) el método de cálculo del monto de los 750 millones de euros como déficit estimado para el periodo entre 1 de enero 2007 y 31 de marzo 2007 y el que se aplicará para estimar los déficit ex ante adicionales que pudieran reconocerse durante el 2007; (2) la relación entre revisiones periódicas del coste de la energía y el déficit reconocido ex ante a las actividades reguladas. En relación con a este último aspecto, esta Comisión considera conveniente establecer un principio general por el cual se confiere prioridad a la reducción del déficit (por ejemplo, si el coste de la energía en el mercado bajara, dejando un mayor hueco en las tarifas para recuperar los costes de las

actividades reguladas, no se debería permitir que dichas tarifas bajaran en la medida en que existiera un déficit por recuperar).

Esta Comisión considera importante señalar que a la hora establecer la cuantía del déficit correspondiente a 2007 habrá de tenerse en cuenta que el coste de generación implícito en la propuesta de Real Decreto tiene internalizado, en parte, los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>.

## **4 PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO**

### ***4.1 Entorno internacional***

En el siguiente epígrafe, se incluye información de las estadísticas de Eurostat, de acuerdo con la Directiva 90/377/CE, sobre precios de la electricidad de consumidores tipo domésticos e industriales del entorno europeo<sup>4</sup>, por ser la fuente oficial de estadísticas de la UE.

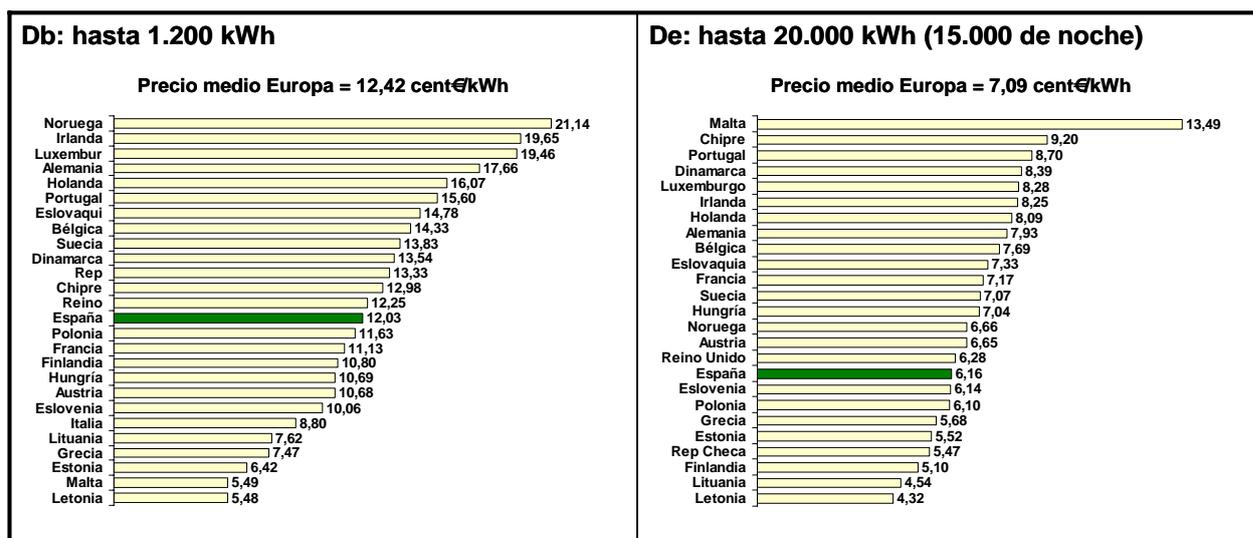
De los 5 consumidores tipo domésticos publicados por Eurostat, caracterizados por su consumo anual y por la aplicación o no de discriminación nocturna en sus precios, se muestran, por una parte, los del consumidor tipo doméstico denominado “*Db*” (1.200 kWh/año y sin discriminación nocturna), por corresponder a un consumo no discriminado horariamente y, por tanto, más cercano al consumidor doméstico de electricidad representativo en España y, por otra parte, al consumidor tipo “*De*” (20.000 kWh/año, de los cuales 15.000 kWh se consumen por la noche), correspondiente a un cliente doméstico de gran consumo y discriminación nocturna en su tarifa. Asimismo, se excluyen los impuestos, para evitar el efecto de la heterogeneidad de la fiscalidad aplicada en el consumo de electricidad de cada país, objeto de la comparación.

---

<sup>4</sup> Sobre las características de la metodología de precios de consumidores tipo de electricidad, véanse los Informes “Comparación de Precios de la Electricidad en el Entorno Europeo”, CSEN (1997) y “Comparación Europea de Precios de Electricidad y Gas Natural, abril -2004” de esta Comisión.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-25 y Noruega) para los consumidores tipo domésticos seleccionados, correspondientes a enero de 2006.

**Gráfico 2. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-domésticos (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. A enero de 2006**



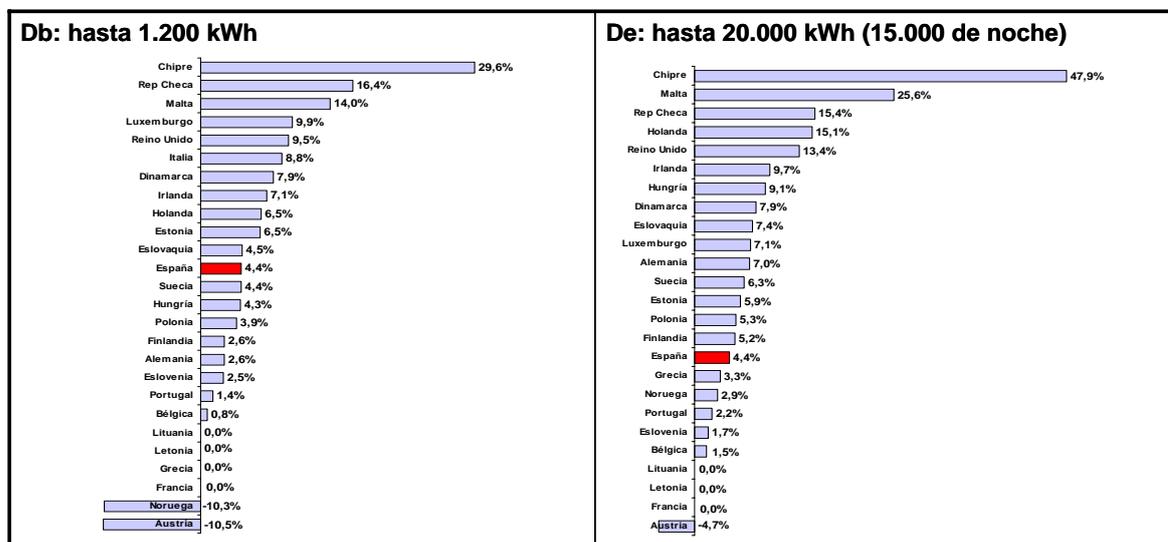
Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006).  
 Precios considerados: Nacional en Francia y Reino Unido

Según la información de precios de Eurostat, en 2006, España ha ocupado un lugar intermedio (el decimotercer puesto de precios más bajos para consumidores domésticos), dentro del grupo configurado por la Unión Europea-25 y Noruega, para el consumidor “*Db*” de bajo consumo, y un noveno puesto para el consumidor “*De*” de alto consumo y discriminación nocturna.

Respecto a la media aritmética de precios de los países analizados, esto es, sin ponderar los precios por el VAB energético de cada país, los precios de los consumidores tipo “*Db*” y “*De*” en España fueron inferiores en un 3,1% y en un 13,1%, respectivamente, a los de la media europea.

El siguiente gráfico muestra las tasas de variación de los precios de la electricidad en los países de la UE-25 más Noruega en enero de 2006 respecto a enero de 2005, para los dos consumidores tipo domésticos seleccionados.

**Gráfico 3. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2006 respecto 2005**



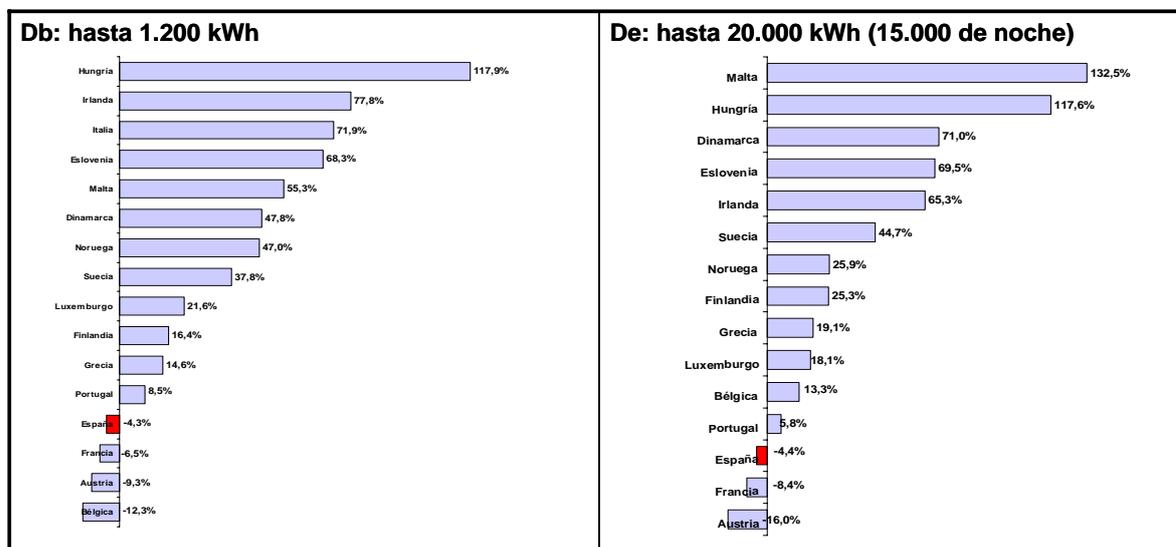
Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006).  
 Precios considerados: Nacional en Francia y Reino Unido

Se observan aumentos anuales generalizados, en términos nominales, esto es, sin descontar el efecto de la inflación, en las facturas medias de los consumidores tipo “Db” y “De”, en todos los países del entorno europeo, salvo en Noruega, que redujo los precios para el consumidor tipo “Db” y en Austria para ambos consumidores tipo domésticos.

En España, el precio de la electricidad aumentó, en términos nominales, un 4,4% en 2006 respecto al año anterior para ambos tipos de consumidores domésticos. Cabe recordar que la variación tarifaria para clientes domésticos fue un 4,48% según el RD 1556/2005.

En el siguiente gráfico se analizan las variaciones acumuladas, en términos nominales, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo publicados por Eurostat en enero de 2006 respecto a 1997, por ser 1998 el punto de arranque en la liberalización del mercado eléctrico español, si bien la elegibilidad para consumidores de baja tensión en España no se ha registrado hasta el 1 de enero de 2003.

**Gráfico 4. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2006 respecto 1997**



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006).

Precios considerados: Nacional en Holanda en 1997, Nacional en Reino Unido en 1997, Nacional en Alemania para 1997, Atenas en Grecia para 1997, Madrid en España para 1997, París en Francia para 1997 (por ser igual a los datos de Lille, Estrasburgo, Tolouse, Lión y Marsella) y Nacional en enero 2006, Dublín en Irlanda para 1997, Viena y Tirolo en Austria para 1997, Lisboa en Portugal para 1997.

Precio de la electricidad en España en 2006 incluye impuesto de la electricidad para hacerlo homogéneo con el dato de 1997 que incluye la cuota de ayuda al carbón

Según la información de estadísticas de precios de electricidad de Eurostat, se observa que España fue uno de los países (el cuarto para el consumidor tipo “Db” y el tercero para el consumidor tipo “De”) del entorno europeo donde más disminuyeron, en términos acumulados nominales, los precios de la electricidad para los consumidores tipo “Db” y “De”. Por otra parte, además de España, sólo Francia, y Austria han registrado disminuciones acumuladas de los precios de la electricidad para ambos consumidores tipo domésticos, “Db” y “De”, desde 1997.

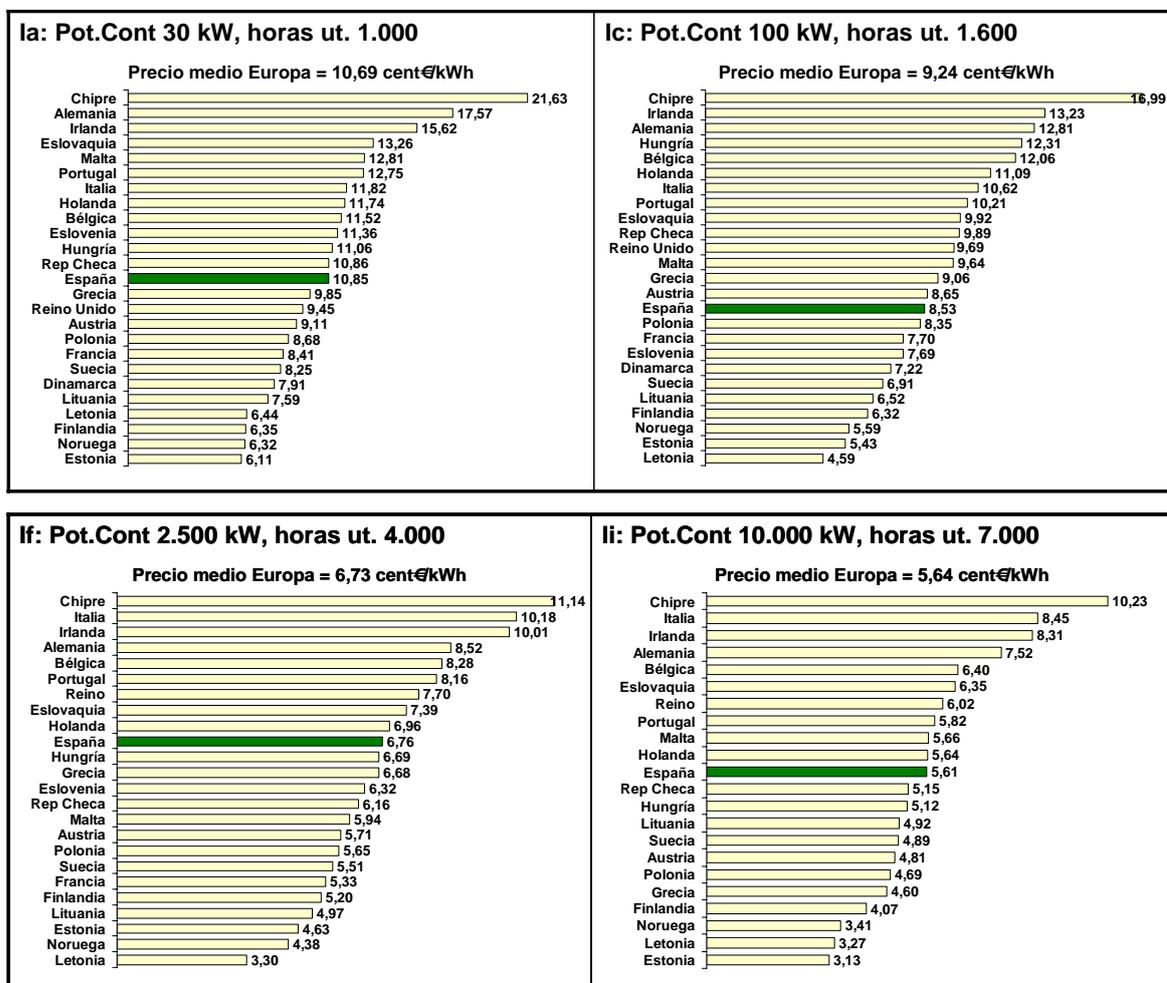
En el caso de los consumidores industriales, Eurostat publica precios de electricidad de 9 consumidores tipo, caracterizados por su consumo anual, potencia contratada y horas anuales de utilización. Por simplicidad, se muestran a continuación, los precios de electricidad de los siguientes consumidores tipo industriales, publicados por Eurostat:

- “1a” (potencia contratada 30 kW, 1.000 horas de utilización), por ser el consumidor tipo industrial de menor,
- “1c” (potencia contratada 100 kW, 1.600 horas de utilización),

- “If” (potencia contratada 2.500 kW, 4.000 horas de utilización). Tanto *lc* como *If* son representativos de consumos industriales intermedios,
- “li” (potencia contratada 10.000 kW, 7.000 horas de utilización) por ser el consumidor tipo de mayor tamaño.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-25 y Noruega) de los consumidores tipo industriales seleccionados, correspondientes a enero de 2006.

**Gráfico 5. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. A enero de 2006**



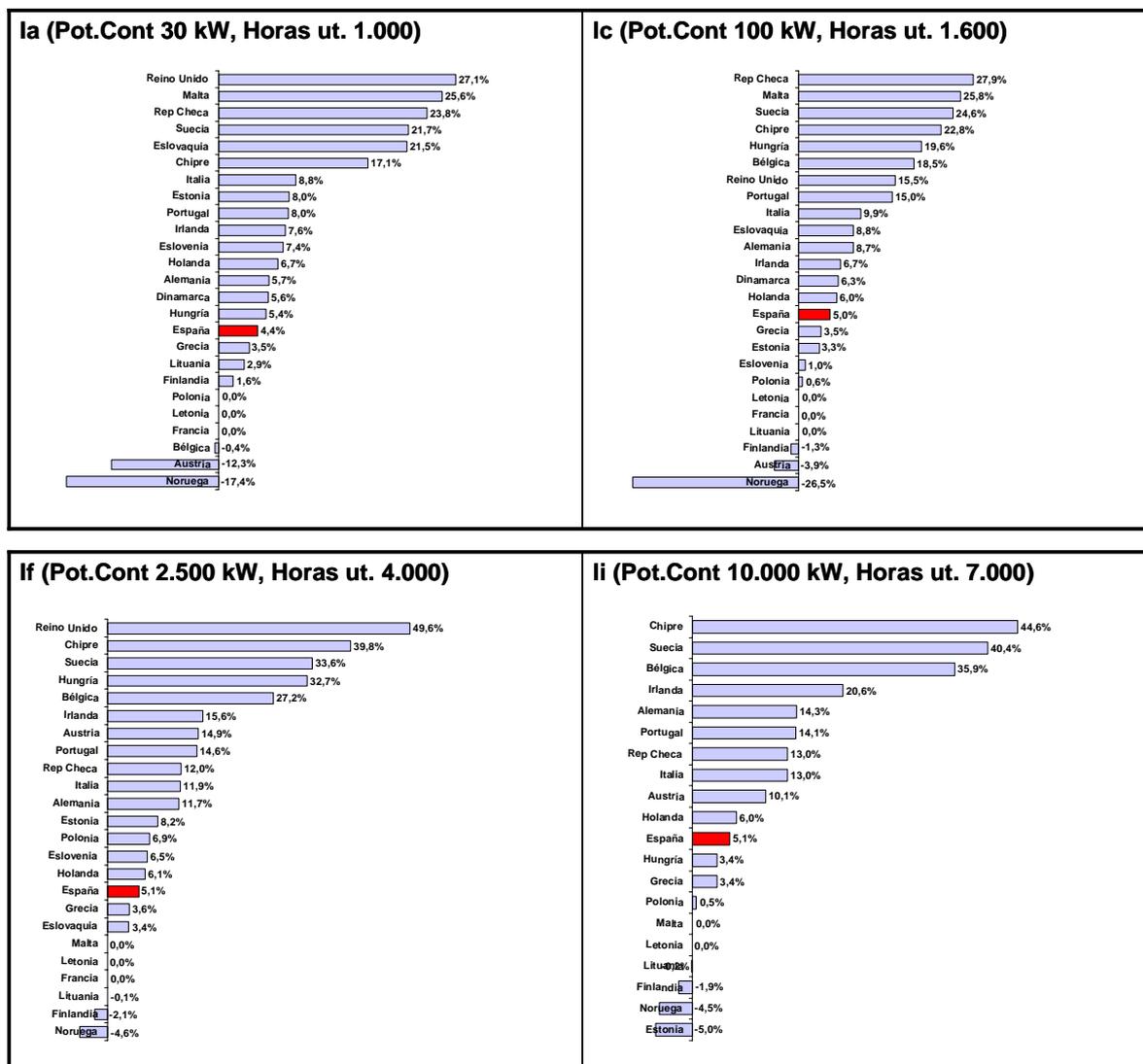
Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006)  
 Precios considerados: Nacional en Reino Unido

Se observa que España ocupó una posición intermedia para los consumidores tipo de menor tamaño “*la*” (decimotercer puesto entre 25 países), para los consumidores tipo de tamaño intermedio “*lc*” e “*lf*” (undécimo puesto de 25 países y decimoquinto de 24 países, respectivamente), y para el consumidor industrial tipo “*ll*” (duodécima posición de 22 países).

Respecto a la media aritmética de precios de los países analizados, los precios de los consumidores industriales de tamaño intermedio “*lc*” y de mayor tamaño “*ll*” en España fueron inferiores en un 7,7% y un 0,5%, respectivamente. Por el contrario, los precios de los consumidores industriales de menor tamaño “*la*” y de tamaño intermedio “*lf*” superaron en España la media europea en un 1,5% y un 0,4%, respectivamente.

El siguiente gráfico recoge las tasas de variación anual de los precios de la electricidad en Europa para los consumidores tipo industriales seleccionados en enero de 2005 respecto a enero de 2006.

**Gráfico 6. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales. Se excluyen impuestos. Año 2006 respecto 2005**



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006)

Precios considerados: Nacional en el Reino Unido, para Francia se ha considerado París en enero de 2005 (por ser igual a los datos de Lille, Estrasburgo, Tolouse, Lión y Marsella) y Nacional en enero 2006

Se observa que en Austria, Noruega, Finlandia y Estonia se registraron disminuciones anuales, en términos nominales, de los precios de algunos consumidores industriales. Son significativas las disminuciones de un 17,4% y un 26,5% en los precios de la electricidad de los clientes industriales de menor consumo eléctrico “Ia” e “Ic” en Noruega.

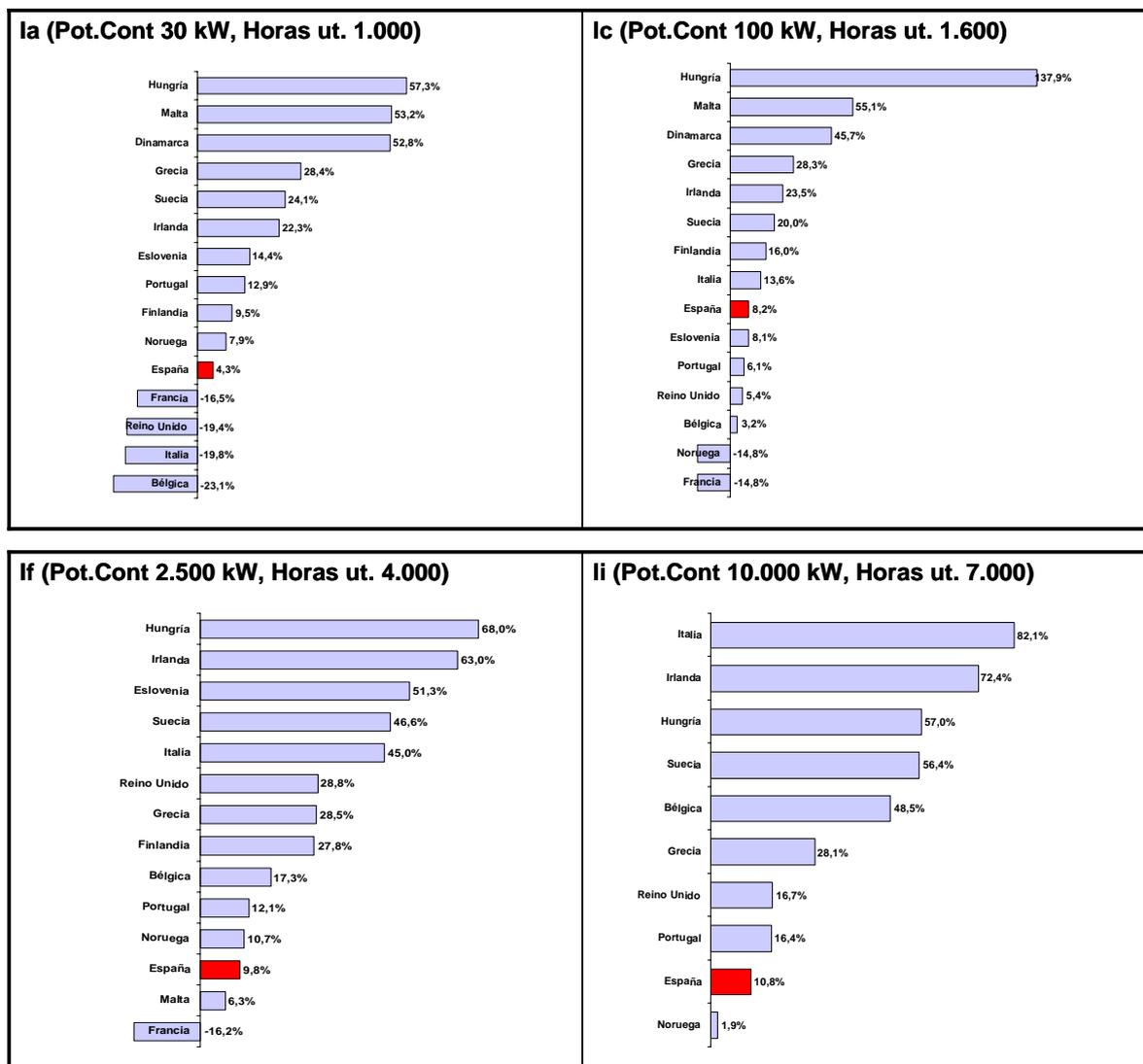
Los países donde aumentaron en mayor medida los precios de los consumidores industriales, sin descontar el efecto de la inflación, fueron, en términos generales, Chipre,

Reino Unido y Suecia y, específicamente para consumidores industriales de menor consumo, Malta y República checa.

Para el caso español, aumentaron los precios, en términos nominales, entre un 4,4% y un 5,1% en 2006 respecto al año anterior, para los cuatro consumidores tipo seleccionados.

En el siguiente gráfico se analizan las variaciones acumuladas, sin descontar el efecto de la inflación, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo publicados por Eurostat desde 1997 a enero de 2006.

**Gráfico 7. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- industriales. Se excluyen impuestos. Año 2006 respecto 1997**



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 22 de septiembre de 2006)

Precios considerados: Nacional en Holanda en 1997, Nacional en Reino Unido en 1997, Nacional en Alemania para 1997, Atenas en Grecia para 1997, Madrid en España para 1997, París en Francia para 1997 (por ser igual a los datos de Lille, Estrasburgo, Tolouse, Lión y Marsella) y Nacional en enero 2006, Dublín en Irlanda para 1997, Viena y Tirol en Austria para 1997, Lisboa en Portugal para 1997.

Precio de la electricidad en España en 2006 incluye impuesto de la electricidad para hacerlo homogéneo con el dato de 1997 que incluye la cuota de ayuda al carbón.

Se observa que los precios de los consumidores industriales de menor tamaño “Ia”, los de tamaño intermedio “Ic” e “If” y el de mayor tamaño “Ii”, han registrado aumentos acumulados del 4,3%, 8,2%, 9,8% y 10,8%, respectivamente, desde enero de 2006 a 1997, lo que contrasta con los aumentos acumulados de la mayoría de países del entorno, según la información de las estadísticas de Eurostat.

## **4.2 Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto**

### **4.2.1 Tarifas integrales**

La propuesta de Real Decreto introduce una nueva estructura de tarifas integrales para los clientes conectados a redes de baja tensión (NT<1 kV). En concreto, este cambio consiste en lo siguiente.

La propuesta de Real Decreto establece una nueva estructura de tarifas integrales para los clientes conectados en redes de baja tensión (NT<1 kV) con potencia contratada inferior a 15 kW. En particular, la Orden de 12 de enero de 1995 consideraba la tarifa social 1.0 (potencia contratada no superior a 770 W), la tarifa 2.0 (potencia contratada no superior a 15 kW) y la tarifa 2.0N (tarifa 2.0 pero con discriminación nocturna).

La propuesta de Real Decreto realiza las siguientes modificaciones.

En primer lugar, mantiene la tarifa social 1.0, no obstante, no queda suficientemente aclarado si dicha tarifa mantiene la potencia contratada hasta 770 W (página 34 de la propuesta de RD) o la amplía hasta 1 kW (página 16 de la propuesta de RD). Asimismo, cabe señalar, que a diferencia de la Orden de 12 de enero de 1995 esta tarifa puede tener discriminación horaria de 1 ó 2 periodos.

En segundo lugar, sustituye la tarifa 2.0 creando las tarifas 2.0.1 (con potencia contratada no superior a 2,5 kW), 2.0.2 (potencia contratada comprendida entre 2,5 kW y 5 kW), 2.0.3 (potencia contratada comprendida entre 5 kW y 10 kW) y 3.0.1 (potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW).

Cabe señalar que las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 pueden tener discriminación horaria de 1 ó 2 periodos.

En tercer lugar, los clientes que a la entrada en vigor de la propuesta de RD estaban acogidos a la tarifa 2.0 y se les aplicaba el complemento por discriminación horaria

nocturna se les sigue manteniendo dicha tarifa (Disposición transitoria cuarta de la propuesta de RD).

Finalmente, la tarifa de baja tensión 3.0 pasa a denominarse 3.0.2.

En particular, la propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía de las nuevas tarifas integrales de clientes conectados a redes de baja tensión respecto a los precios del Real Decreto 809/2006.

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 1.0 y 2.0.1 de un 2,0% en los términos de potencia y de energía respecto a los precios de la tarifa 1.0 y 2.0 establecidos en el RD 809/2006, respectivamente.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 2.0.2 de un 2,8% en los términos de potencia y de energía respecto a los precios de la tarifa 2.0 establecidos en el RD 809/2006.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 2.0.3 de un 3,3% en los términos de potencia y de energía respecto a los precios de la tarifa 2.0 establecidos en el RD 809/2006.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 3.0.1 de un 5,0% en los términos de potencia y de energía respecto a los precios de la tarifa 2.0 establecidos en el RD 809/2006.

En el epígrafe 4.2.1.1 se analizan los efectos de la nueva estructura de tarifas integrales para los clientes conectados a redes de baja tensión.

Asimismo, la propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía en las *tarifas integrales* del Real Decreto 809/2006:

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 2.0N de un 5,0% en los términos de potencia y de energía. No obstante, cabe señalar que sólo pueden estar acogidos a esta tarifa los clientes que hasta la entrada en vigor de la propuesta de RD estuvieran en esta tarifa.

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 3.0.2 de un 4,0% en los términos de potencia y de energía respecto a los precios de la tarifa 3.0 establecidos en el RD 809/2006.
- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 4.0 de un 5,3% en los términos de potencia y de energía.
- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión de riegos (R.0) de un 6,0% en los términos de potencia y de energía.
- Aumento de las tarifas generales de alta tensión de corta utilización en un 3,00% en el término de potencia y en un 6,00% en el término de energía.
- Aumento de las tarifas generales de alta tensión de media utilización en un 3,5% en el término de potencia y en un 6,5% en el término de energía.
- Aumento de las tarifas generales de alta tensión de larga utilización en un 4,0% en el término de potencia y en un 10,0% en el término de energía.
- Aumento de las tarifas específicas de alta tensión de riegos en un 6,0% en el término de potencia y en un 8,0% en el término de energía.
- Aumento de la tarifa de grandes consumidores (G4) en un 5,0% en el término de potencia y en un 9,0% en el término de energía.
- Aumento de la tarifa horaria de potencia (THP) en un 5,0% en el término de potencia y en un 9,8% en el término de energía
- Aumento de las tarifas D en un 4,1%.

En resumen, la nueva estructura para los clientes en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW junto con las variaciones tarifarias consideradas en la propuesta de RD, dado el escenario de previsión de la CNE para 2007, según información aportada por las empresas, supone 647 millones de € más del mercado regulado, que lo que se obtendría de mantener las tarifas integrales del Real Decreto 809/2006.

El siguiente cuadro muestra las variaciones aplicadas en las tarifas integrales en el periodo comprendido entre 1997 y la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007. Asimismo, se presenta un desglose de las variaciones en las tarifas integrales de baja tensión desde el año 2001, año en que tanto las variaciones del promedio global del conjunto de las tarifas integrales como de la tarifa media de referencia presentan tasas

positivas, hasta los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007.

**Cuadro 8. Evolución de tarifas integrales. Año 1997- propuesta de Real Decreto 2007**

	% Variación 98 sobre 97(1)	% Variación 99 sobre 98	Variación 00 sobre 99 (2)	Variación 01 sobre 00	Variación 02 sobre 01	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación 05 sobre 04	Variación Ene 06 sobre 05	Variación Jul 06 sobre Ene 06	Variación Propuesta 07 sobre Jul06 (6)	Variación acumulada % 2007 1997 (6)	Variación acumulada Términos Reales% 2007/ 1997 (3)
<b>BAJA TENSIÓN (&lt;1 kV)</b>													
Doméstico (4)	-3,07%	-3,99%	-2,11%	-4,01%	0,00%	1,50%	1,48%	1,74%	4,48%	0,80%	2,80%	-0,8%	-27,1%
Resto (5)	-3,07%	-3,03%	0,00%	0,00%	0,99%	2,00%	1,60%	1,61%	4,48%	0,80%	4,00%	9,5%	-19,6%
<b>ALTA TENSIÓN (≥1 kV)</b>													
<b>Tarifas Generales</b>													
Corta utilización	-5,12%	-1,47%	2,00%	1,47%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	6,00%	22,5%	-10,1%
Media utilización	-5,19%	0,00%	2,00%	1,46%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	6,50%	23,8%	-9,1%
Larga utilización	-4,13%	0,00%	2,00%	1,50%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	10,00%	29,4%	-5,0%
THP	-3,62%	0,00%	1,98%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	9,80%	29,8%	-4,7%
Tarifa G.4	0,03%	0,00%	0,00%	1,53%	1,04%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	9,00%	31,4%	-3,5%
Tarifas T	-4,99%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	(7)	(7)	(7)
Tarifas R	-5,19%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	8,00%	25,6%	-7,8%
Tarifas D	-7,64%	-2,49%	0,00%	1,48%	-0,26%	2,85%	2,43%	2,82%	7,39%	1,81%	4,07%	12,4%	-17,4%
Promedio global del conjunto de tarifas integrales	-3,63%	-3,40%	-1,00%	-2,22%	0,41%	1,69%	1,54%	1,71%	4,68%	2,07%	n.d	n.d	n.d
Tarifa media o de referencia	-3,63%	-5,57%	-4,85%	-1,52%	0,32%	1,65%	1,72%	1,71%	4,48%	1,38%	n.d.	n.d.	n.d.

Fuentes: Reales Decretos de tarifas, MITC, CNE e INE

- (1) Se descuenta el efecto de las ayudas al carbón 1997
- (2) Incluye Real Decreto-Ley 6/1999
- (3) Tarifas deflactadas por el IPC. Para el IPC previsto para 2006 se ha considerado la tasa de variación interanual a octubre de 2006 y para el IPC previsto para 2007 la información del MITC.
- (4) Se considera la tarifa 2.0. No obstante, para la propuesta de RD 2007 se ha considerado la tarifa 2.0.2
- (5) Se consideran las tarifas 3.0 y 4.0 hasta julio de 2006. Para la propuesta de RD 2007 se considera la tarifa 3.0.2.
- (6) Se considera la variación del Término de energía.
- (7) Desaparecen las tarifas específicas de tracción el 1 de enero de 2007, según el RD 809/2006.

**Cuadro 9. Evolución de tarifas integrales en baja tensión. Año 2001- propuesta de Real Decreto 2007**

	Variación 02 sobre 01	Variación 03 sobre 02	Variación 04 sobre 03	Variación 05 sobre 04	Variación Ene 06 sobre 05	Variación Jul 06 sobre Ene 06	Variación Propuesta 07 sobre Jul 06	Variación acumulada % 2007 - 2001	Variación acumulada Términos Reales% 2007/ 2001 (1)
<b>BAJA TENSIÓN (&lt;1 kV)</b>									
1.0	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	0,0%	0,0%	2,0%	6,9%	-13,3%
2.0.1	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	2,0%	12,6%	-8,7%
2.0.2	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	2,8%	13,5%	-8,0%
2.0.3	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	3,3%	14,0%	-7,6%
3.0.1	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	5,0%	15,9%	-6,1%
2.0N	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	5,0%	15,9%	-6,1%
3.0.2	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,5%	0,8%	4,0%	16,5%	-5,6%
4.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,5%	0,8%	5,3%	17,9%	-4,4%
B.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,6%	6,0%	(2)	(2)	(2)
R.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,6%	6,0%	6,0%	25,0%	1,3%

Fuentes: Reales Decretos de tarifas, MITC, CNE e INE.

- (1) Tarifas deflactadas por el IPC. Para el IPC previsto para 2006 se ha considerado la tasa de variación interanual a octubre de 2006 y para el IPC previsto para 2007 la información del MITC.
- (2) Desaparece la tarifa específica de alumbrado público (B.0) el 1 de enero de 2007, según el RD 809/2006.

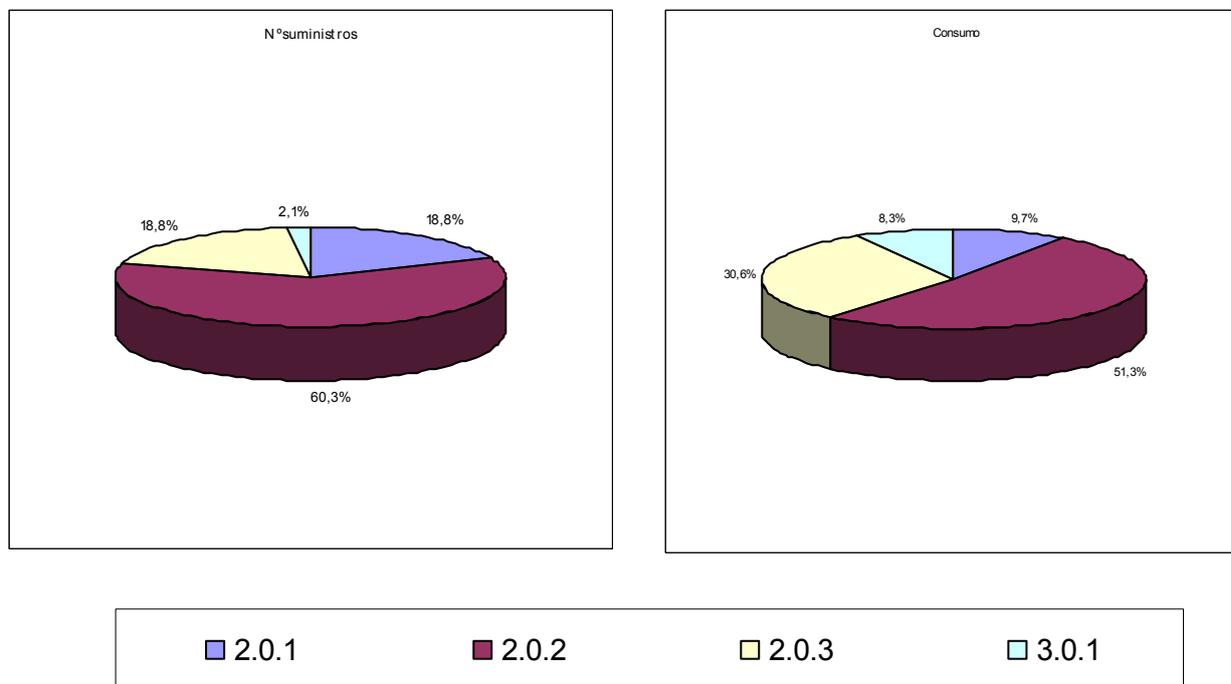
Cabe señalar que el RD 809/2006 establece que el 1 de enero de 2007 desaparecerán las tarifas específicas de tracción y riegos de alta tensión y las tarifas específicas de alumbrado público y riegos de baja tensión. No obstante, por un lado, el Real Decreto-Ley 9/2006, de 15 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes para paliar los efectos producidos por la sequía en las poblaciones y en las explotaciones agrarias de regadío en determinadas cuencas hidrográficas amplía el plazo de desaparición de las tarifas específicas de riegos agrícolas de alta y baja tensión hasta el 1 de julio de 2007.

#### **4.2.1.1 Sobre la nueva estructura de tarifas integrales incluidas en la propuesta de RD**

En este epígrafe se analizan los efectos de la nueva estructura de tarifas integrales para los clientes en baja tensión introducida por la propuesta de Real Decreto, comentados en el punto 4.2.1 de este informe.

Para ello, cabe destacar que esta Comisión solicitó durante el segundo semestre de 2006 información a las empresas sobre variables de facturación desagregada por cliente para todos los clientes conectados a redes de baja tensión (NT<1 kV) en 2005 (Véase Gráfico 8).

**Gráfico 8. Distribución del nº de suministros y consumo de la tarifa 2.0 en las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1. Año 2005**



Fuentes: Información remitida por las empresas y CNE

Para analizar el efecto de la nueva estructura de tarifas integrales de clientes domésticos en baja tensión establecida en la propuesta de Real Decreto se ha procedido de la siguiente manera.

Se parte de la previsión de variables de facturación (número de clientes, potencia facturada y consumo) para la tarifa 2.0 de la CNE para 2007, que proviene de la información de las empresas, y se les factura a los precios de término de potencia y energía del Real Decreto 809/2006 (véase Cuadro 10).

**Cuadro 10. Situación inicial. RD 809/2006**

Situación Actual. RD 809/2006							
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Fact. Tp	Fact. Te	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
2.0	22.128.057	87.822	66.394.221	1.621.693	5.804.183	7.425.876	11,18

Fuentes: Propuesta de RD, información de las empresas y CNE

Se distribuyen las previsiones de las variables de facturación para 2007 de la tarifa 2.0 a la nueva estructura establecida en la propuesta de Real Decreto, según la distribución de las variables de facturación para 2005 proveniente de la información solicitada a las empresas (véase Cuadro 11).

**Cuadro 11. Estructura tarifaria de la propuesta de RD a los precios del RD 809/2006**

Estructura propuesta a precios del RD 809/2006 (A)								
Estructura Orden 1995	Tarifa propuesta RD	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Fact. Tp	Fact. Te	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
2.0	2.0.1	4.168.657	7.438	6.441.810	137.348	563.143	700.491	10,87
	2.0.2	13.350.096	47.817	34.090.734	882.977	2.980.212	3.863.189	11,33
	2.0.3	4.151.542	26.776	20.338.001	494.436	1.777.948	2.272.384	11,17
	3.0.1	457.762	5.791	5.523.676	106.932	482.880	589.812	10,68
<b>Total</b>		<b>22.128.057</b>	<b>87.822</b>	<b>66.394.221</b>	<b>1.621.693</b>	<b>5.804.183</b>	<b>7.425.876</b>	<b>11,18</b>

Fuentes: Propuesta de RD, información de las empresas y CNE

Finalmente, se facturan las distintas variables de facturación de la tarifa 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 procedentes de la tarifa 2.0 a los precios de la propuesta de Real Decreto (Cuadro 12).

**Cuadro 12. Facturación con la estructura de la propuesta a los precios de la propuesta**

Estructura propuesta a precios del Propuesta RD (B)									
Estructura Orden 1995	Tarifa propuesta RD	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Fact. Tp	Fact. Te	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	% variación (B) sobre (A)
2.0	2.0.1	4.168.657	7.438	6.441.810	140.095	574.403	714.498	11,09	2,0%
	2.0.2	13.350.096	47.817	34.090.734	907.700	3.063.666	3.971.366	11,65	2,8%
	2.0.3	4.151.542	26.776	20.338.001	510.851	1.836.969	2.347.820	11,54	3,3%
	3.0.1	457.762	5.791	5.523.676	112.279	507.024	619.303	11,21	5,0%
<b>Total</b>		<b>22.128.057</b>	<b>87.822</b>	<b>66.394.221</b>	<b>1.670.925</b>	<b>5.982.062</b>	<b>7.652.987</b>	<b>11,53</b>	<b>3,1%</b>

Fuentes: Propuesta de RD, información de las empresas y CNE

Se observa un aumento de la facturación de 227 millones de €, así como un incremento del precio medio del total de los clientes conectados a la antigua tarifa 2.0 de un 3,1%, respecto a la situación de facturar a los precios del RD 809/2006.

Cabe señalar que el RD 809/2006 establecía un recargo aplicable al término de energía de aquellos consumidores acogidos a la tarifa 2.0 con un consumo bimestral superior a los 1.300 kWh. Este efecto no se ha tenido en cuenta a la hora de calcular la facturación a los precios del RD 809/2006.

En el caso de considerar el citado recargo, la facturación prevista para 2007 a los precios del RD 809/2006 sería de 40 millones de € superior a la considerada anteriormente. Por tanto, el aumento de la facturación resultante de aplicar los precios de la propuesta de RD sería de 187 millones de €, en vez de los 227 millones de €, resultando un incremento del precio medio de un 2,5%, en lugar de un 3,1%.

Finalmente, cabe destacar que si todos clientes en las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 provenientes de la tarifa 2.0 se acogen a DHA<sup>5</sup>, se produce una minoración de los ingresos de 331 millones de € respecto a la situación de que dichos clientes se acojan a DH1 (véase Cuadro 13).

**Cuadro 13. Facturación con la estructura de la propuesta a los precios de la propuesta. Se considera que los clientes provenientes de la tarifa 2.0 se acogen a DH2**

Estructura propuesta a precios del Propuesta RD con DH2 (C)										
Estructura Orden 1995	Tarifa propuesta RD	Nº Clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Fact. Tp	Fact. Te	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	% variación (C) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
2.0	2.0.1	4.168.657	7.438	6.441.810	140.095	542.641	682.736	10,60	-2,5%	-4,4%
	2.0.2	13.350.096	47.817	34.090.734	907.700	2.894.258	3.801.959	11,15	-1,6%	-4,3%
	2.0.3	4.151.542	26.776	20.338.001	510.851	1.735.397	2.246.248	11,04	-1,2%	-4,3%
	3.0.1	457.762	5.791	5.523.676	112.279	478.987	591.266	10,70	0,2%	-4,5%
<b>Total</b>		<b>22.128.057</b>	<b>87.822</b>	<b>66.394.221</b>	<b>1.670.925</b>	<b>5.651.284</b>	<b>7.322.209</b>	<b>11,03</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-4,3%</b>

Fuentes: Propuesta de RD, información de las empresas y CNE.

<sup>5</sup> Para calcular la facturación por término de energía de las tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 si estos clientes se acogen a DHA, se ha calculado el porcentaje de consumo en los periodos de punta y de valle con el nuevo calendario establecido en la propuesta de RD y considerando los perfiles de consumo establecidos en la Resolución de 28 de diciembre de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para aquellos consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

En relación a la nueva estructura de tarifas integrales para los clientes conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW incluida en la propuesta de Real Decreto, cabe señalarse que no queda suficientemente justificado ni en la propuesta de Real Decreto ni en la Memoria que le acompaña, las razones de la elección de la potencia contratada, y no el empleo de otras variables como volumen de consumo, como criterio para la creación de la nueva estructura tarifaria. Asimismo, tampoco quedan suficientemente justificados los umbrales de potencia para las nuevas tarifas.

Finalmente, las variaciones de los términos de potencia y energía de la tarifa 2.0.1 son los mismos que los de la tarifa social 1.0 (2,5%), que coinciden con la tasa de variación interanual del IPC a octubre de 2006.

#### **4.2.1.2 Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD**

Respecto a las variaciones relativas aplicadas a las tarifas integrales cabe realizar los siguientes comentarios.

En primer lugar, se considera que las variaciones tarifarias deberían ser resultado de aplicar una metodología asignativa de costes, en tanto dichos precios deben reflejar el coste de suministro.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información aportada por la Memoria que acompaña a la propuesta de RD, las variaciones de precios en las tarifas integrales y de acceso están dejando de cubrir explícitamente un déficit inicial de 3.178 Millones de € (véase epígrafe 3.2).

Por otro lado, a diferencia de años anteriores, es la primera vez que los precios de los términos de potencia y de energía de las tarifas integrales de alta tensión varían de forma diferenciada. En este sentido, es importante señalar que las variaciones medias de cada grupo tarifario dependerán del uno y otro concepto, esto es, potencia o energía. En el siguiente cuadro se resume, según la previsión de la CNE para 2007, la variación de la

facturación media de las tarifas integrales de alta tensión aplicando los precios de la propuesta RD respecto a los precios del Real Decreto 809/2006.

**Cuadro 14. Variación (%) del precio medio de las tarifas integrales en alta tensión aplicando los precios de la propuesta de RD y del RD 809/2006 al escenario de previsión de la CNE para 2007**

<b>Variación Propuesta 07 sobre RD 809/2006</b>	
<b>ALTA TENSIÓN (<math>\geq 1</math>kV)</b>	
<b>Tarifas Generales</b>	
Corta utilización	<b>5,45%</b>
Media utilización	<b>5,91%</b>
Larga utilización	<b>9,42%</b>
<b>THP</b>	<b>8,52%</b>
<b>Tarifa G.4</b>	<b>6,71%</b>
<b>Tarifas T</b>	<b>(1)</b>
<b>Tarifas R</b>	<b>8,05%</b>
<b>Tarifas D</b>	<b>4,07%</b>

Fuentes: Información suministrada por las empresas eléctricas, CNE, propuesta de Real Decreto y RD 809/2006

En relación con las variaciones incluidas en la propuesta de RD para las tarifas integrales, de acuerdo con lo señalado por esta Comisión en diferentes estudios tarifarios<sup>6</sup>, y comparando los pagos implícitos de acceso en las tarifas integrales y de acceso de la propuesta, por considerar que las tarifas integrales deben adicionar los costes de suministro que les corresponda, es importante poner de manifiesto las siguientes consideraciones:

En primer lugar, las tarifas 1.0 y 2.0.1 de la propuesta de RD aumentan un 2,0% respecto a lo establecido en el RD 809/2006, inferior a la tasa de variación interanual del IPC en octubre. A este respecto se considera que, dado que estas tarifas no adicionan

<sup>6</sup> Véase "Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje", de 2005.

correctamente los costes de suministro que les corresponde, la tasa de variación de la propuesta de RD debería ser superior a la tasa de variación del IPC.

En segundo lugar, la propuesta de RD establece un aumento del 2,8% para la tarifa 2.0.2, tasa de variación próxima a la variación interanual del IPC en noviembre. Asimismo, la propuesta de RD establece una subida de un 3,3% para la tarifa 2.0.3 aplicable a los consumidores domésticos con potencia contratada superior a 5 kW e inferior a 10 kW. Por las mismas razones señaladas en el párrafo anterior se considera insuficiente la variación propuesta para estas tarifas y se proponen aumentos por encima del IPC con objeto de dar señales correctas a los consumidores.

En tercer lugar, la propuesta de RD establece un aumento del 5,0% para la tarifa 3.0.1, aumento que si bien es superior al del IPC no tiene en cuenta el efecto de la supresión del recargo sobre el exceso de consumo por encima de 1.300 kWh al bimestre. De acuerdo con los análisis de esta Comisión (véase epígrafe 4.2.1.3) el precio medio de los clientes a los que sería de aplicación la tarifa 3.0.1 se vería reducido en un 0,2% a precios de la propuesta vigente. En consecuencia, se propone aumentos superiores al 5,0% para la tarifa 3.0.1.

En cuarto lugar, en relación a la tarifa 2.0N cabe señalar por un lado, que la propuesta de RD establece que a partir de la entrada en vigor de la propuesta de RD ningún nuevo consumidor podrá acogerse a esta tarifa. Por otro lado, la propuesta de RD, a diferencia a lo considerado para la tarifa de acceso 2.0NA, establece que los consumidores acogidos a la tarifa 2.0N podrán seguir acogidos a dicha tarifa.

En relación con lo anterior, esta Comisión tiene que señalar que, como se ha comentado en el epígrafe 4.2.1.3 del presente informe, las diferencias resultantes de aplicar a los consumidores acogidos a esta tarifa las nuevas tarifas 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.0.1 con discriminación horaria DHA son poco significativas respecto a aplicar los precios de la tarifa 2.0N de la propuesta de RD. Por tanto, se propone la adaptación automática de la actual tarifa 2.0N a la nueva estructura tarifaria.

La propuesta de RD establece para los consumidores acogidos a esta tarifa una variación del 5% respecto a los precios del RD 809/2006. Sin embargo, en el caso de que estos clientes se acogieran a la nueva estructura tarifaria con discriminación horaria, las variaciones resultantes oscilarían entre un 4,8% y un 7,7%.

En quinto lugar, se considera adecuada la variación de las tarifas integrales 3.0.2 y 4.0 de un 4,0% y un 5,3%, respectivamente, debido a que disminuyen las divergencias entre los pagos implícitos de acceso y sus correspondientes tarifas de acceso resultantes de aplicar los términos de potencia y energía de la propuesta de RD.

En sexto lugar, los precios medios de la propuesta de RD para las tarifas generales de corta, media y larga utilización aumentan un 5,45%, 5,91% y 9,42% respecto a los establecidos en el RD 809/2006, según el escenario de previsión de la CNE para 2007. Se considera adecuado que los precios de los términos de potencia y energía de la propuesta de RD para las tarifas generales de corta y media utilización aumenten menos que las tarifas generales de larga utilización.

No obstante cabe señalar que, en la medida en que estos incrementos afectan por igual a los consumidores sin y con complemento de interrumpibilidad, se produce que los pagos por acceso implícitos en las tarifas integrales de los primeros son superiores a los que les corresponderían, mientras que la diferencia entre los pagos por acceso implícitos en las tarifas integrales de los segundos y las tarifas de acceso se reducen. En resumen, las variaciones propuestas no afectan por igual a aquellos consumidores que no están acogidos al complemento por interrumpibilidad.

En consecuencia, teniendo en cuenta que el porcentaje de consumo interrumpible por nivel de tensión aumenta con la tensión, se considera conveniente establecer variaciones tarifarias para las tarifas generales de corta, media y larga utilización diferenciadas, además de por la utilización, por el nivel de tensión.

En línea con lo anterior, esta Comisión considera adecuadas las medidas introducidas en la Disposición transitoria primera de la propuesta de RD relativa a la limitación de la

aplicación del complemento por interrumpibilidad a los clientes ya acogidos a este complemento hasta el 1 de julio de 2008.

En séptimo lugar, esta Comisión considera adecuada los aumentos por encima de la media aplicadas a las tarifas específicas THP y G4, debido a que son las que muestran las mayores diferencias entre los pagos implícitos de acceso y sus correspondientes tarifas de acceso.

No obstante, hay que señalar que, como se comenta a lo largo de este informe, es necesario realizar una valoración de los servicios de gestión de la demanda (por interrumpibilidad y modulación de carga, etc.) de todos los clientes, y en particular de los grandes consumidores acogidos a tarifas reguladas, aspecto que actualmente no está valorado y por tanto, no está siendo recogido en las diferencias entre los pagos implícitos de acceso y las tarifas de acceso.

En relación con lo anterior, cabe señalar que la Disposición transitoria sexta de la propuesta de RD establece las características de los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción (servicios de interrumpibilidad y de gestión de energía reactiva). Asimismo, la citada Disposición establece que antes de que transcurran 3 meses desde la entrada en vigor de la propuesta de RD, el MITYC desarrollará el régimen retributivo de estos servicios.

Por tanto, una vez se disponga del sistema retributivo aplicable a los servicios de gestión de la demanda en el mercado liberalizado, se deberán de tener en cuenta los mismos para comparar las diferencias de los pagos implícitos de acceso y las tarifas de acceso.

Finalmente, es necesario señalar que las tarifas aplicables a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997 establecidas en la propuesta de Real Decreto, deberían incrementarse en un 3,773%, en lugar de un 4,070% sobre las establecidas en el RD 809/2006, ya que este valor difiere del que se obtiene de acuerdo con la Disposición adicional única del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar a dichas tarifas D, a partir del 1 de enero de 2007, los precios que se recogen en el siguiente Cuadro.

**Cuadro 15. Precios de los términos de potencia y términos de energía de las tarifas D**

	Término de potencia (Tp: € / kW mes)	Término de energía (Te: € / kWh)
D.1: No superior a 36 kV	2,497531	0,052823
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,357551	0,050392
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,298611	0,048624
D.4: Mayor de 145 kV	2,224939	0,047298

Fuente: CNE

#### 4.2.1.3 Sobre otras modificaciones incluidas en la propuesta RD

Además de las variaciones citadas en los términos básicos de las tarifa integrales la propuesta de RD introduce las siguientes novedades en el marco tarifario vigente.

La disposición adicional cuarta establece la nueva estructura de tarifas a aplicar a los consumidores acogidos a la actual tarifa 2.0 y, adicionalmente, establece que a los consumidores que dispongan de equipo de medida, podrán aplicar un complemento por discriminación horaria, denominado DHA, que diferencia dos periodos tarifarios al día y sustituye al complemento por discriminación horaria nocturno establecido en la Orden de 12 de enero de 1995.

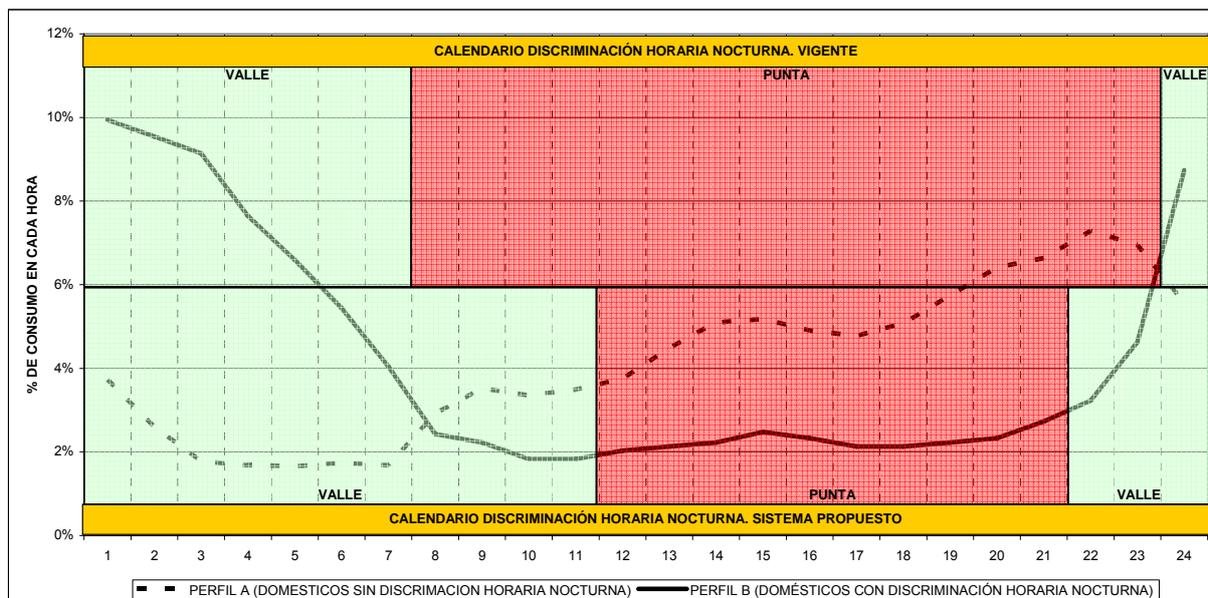
El calendario propuesto para la DHA considera como horas de punta para todas las zonas, las comprendidas entre las 11:00 y las 21:00 en invierno y las 12:00 y las 22:00 en verano, y establece que los cambios de invierno a verano y viceversa coincidirán con la fecha del cambio de hora oficial.

Cabe señalar que la propuesta de discriminación en dos periodos DHA reduce las horas de punta respecto a la actual discriminación nocturna, lo que supone de hecho excluir del periodo de punta la horas de máxima demanda del consumidor sin discriminación

nocturna, de acuerdo con los perfiles utilizados para la liquidación de la energía en el mercado (véase Gráfico 7).

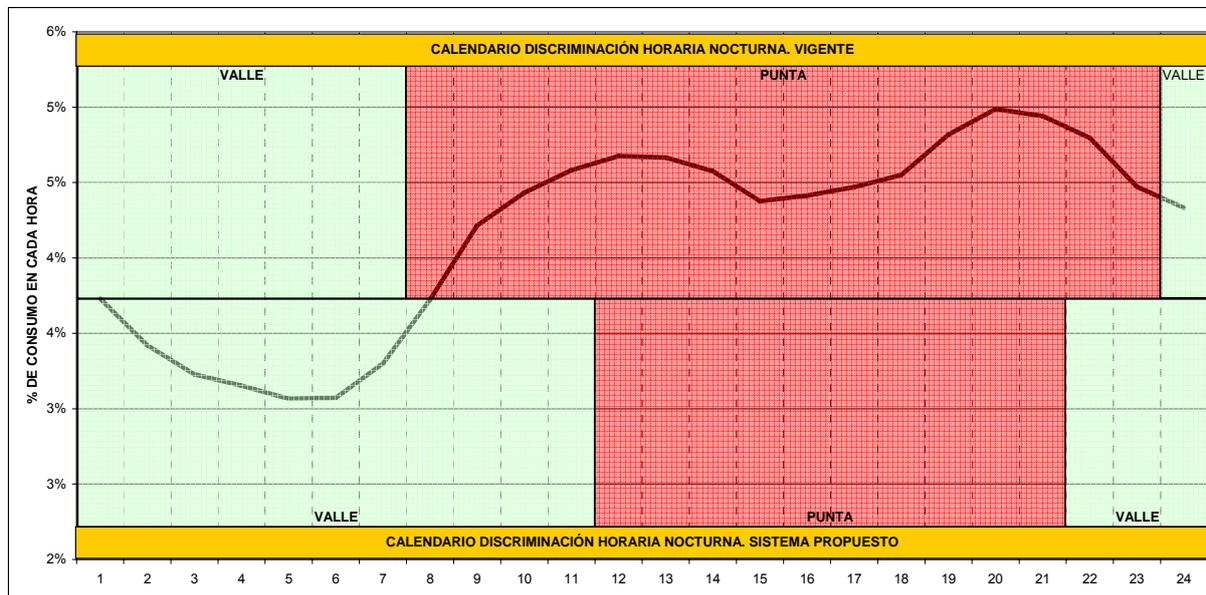
El calendario propuesto recoge las horas comprendidas entre las dos puntas de demanda del sistema y estaría, por tanto, dando incentivos a los consumidores acogidos a esta discriminación horaria a desplazar su consumo a partir de las 22:00, hora que, si bien no es la de máxima demanda del sistema, pertenece al grupo de horas de mayor potencia demanda diaria (véase Gráfico 8).

**Gráfico 7. Perfil de carga de los consumidores acogidos a tarifa 2.0 con y sin discriminación horaria en el día de máxima demanda del sistema (27 de enero de 2005) y calendarios de la DHN y DHA.**



Fuente: CNE y REE

**Gráfico 8. Perfil de carga del día de máxima demanda del sistema (27 de enero de 2005) y calendarios aplicables a los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW y discriminación.**



Fuente: CNE y REE

La disposición transitoria cuarta establece que los suministros acogidos a la tarifa 2.0 con discriminación nocturna (2.0N) a la entrada en vigor del Real Decreto, podrán permanecer acogidos a esta tarifa en las condiciones establecidas en la Orden de 12 de enero de 1995 e incrementa los precios del término de potencia y del término de energía en un 5%.

Cabe señalar que, según se establece en la disposición adicional cuarta, la discriminación DHA sustituye a la actual discriminación nocturna (que sustituye a la discriminación horaria Tipo 0, derogada por el Real Decreto 2657/1996), por lo que no queda claro el horario de aplicación a los clientes que permanezcan acogidos a la tarifa 2.0N.

Con objeto de valorar convenientemente el impacto de las nueva estructura de tarifas sobre el colectivo de consumidores acogidos a la tarifa 2.0N, se ha procedido a distribuir a los consumidores por tramos de potencia contratada, teniendo en cuenta la información disponible en esta Comisión relativa al número de consumidores, potencia y consumo de clientes de baja tensión correspondiente a 2005.

Según el escenario de previsión de la CNE como resultado de facturar a este colectivo a los precios de la propuesta de RD se obtendrían unos ingresos de 918.034 miles de €

**Cuadro 16. Facturación de los consumidores acogidos a la tarifa 2.0N a precios del RD 809/2006 y precios de la propuesta RD.**

TARIFA	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	CONSUMO (kWh)			FACTURACIÓN (€)		DIFERENCIA	
	kW		kWh	kWh	PUNTA	VALLE	RD 809	PROPUESTA RD	€
2.0 N	56.925	31.119	275.479.195	123.571.973	151.907.223	918.034.337	963.932.309	45.897.972	5,0%

Fuente: CNE e información empresas distribuidoras.

El impacto que sobre este colectivo de consumidores tendría en la supresión de la discriminación nocturna y la aplicación de la nueva tarifa 2.0.x correspondiente a la potencia que tuvieran contratada a la entrada en vigor del Real Decreto se ha estimado, según el escenario de previsión de la CNE, en 355.052 miles de €, esto es, estos consumidores tendrían que soportar subidas cercanas al 40% (véase Cuadro 17).

**Cuadro 17. Facturación de los consumidores acogidos a la tarifa 2.0N a precios del RD 809/2006 y a precios de las tarifas 2.0N, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.01 de la propuesta de RD**

TARIFA	TRAMO DE POTENCIA (kW)	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	CONSUMO (kWh)			FACTURACIÓN (€)		DIFERENCIA	
		kW		kWh	kWh	PUNTA	VALLE	RD 809	PROPUESTA	€
2.0.1	770 < P ≤ 2,5	56.925	31.119	275.479.195	275.479.195		18.335.213	25.636.116	7.300.902	39,8%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	2.551.957	651.135	4.883.805.594	4.883.805.594		353.542.014	487.340.736	133.798.722	37,8%
2.0.3	5 < P ≤ 10	2.916.583	438.755	5.134.940.960	5.134.940.960		376.031.719	519.442.647	143.410.928	38,1%
3.0.1	10 < P ≤ 15	1.078.696	85.370	2.394.045.294	2.394.045.294		170.125.391	240.666.523	70.541.132	41,5%
<b>TOTAL</b>		<b>6.604.161</b>	<b>1.206.380</b>	<b>12.688.271.043</b>	<b>12.688.271.043</b>	<b>0</b>	<b>918.034.337</b>	<b>1.273.086.022</b>	<b>355.051.685</b>	<b>38,7%</b>

Fuente: CNE e información empresas distribuidoras.

No obstante lo anterior, estos consumidores se podrían acoger a la nueva discriminación horaria en dos periodos establecida en la disposición adicional cuarta, ya que cuentan con el equipo de medida necesario. Esta nueva discriminación supone ampliar en 6 horas el periodo de valle de la actual discriminación nocturna. Para distribuir el consumo de los clientes acogidos a la tarifa 2.0N al nuevo calendario DHA, se han tenido en cuenta el Perfil b de aplicación a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 NA a efectos de liquidar la energía en el mercado, lo que supone un consumo en punta del 25% y un consumo en valle del 75%.

El efecto de facturar a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0N a la nueva estructura de tarifas con discriminación en dos periodos se ha estimado en un incremento de los ingresos de 55.500 miles de €, lo que supondría aumentos de entre 4,8%, para los

clientes que se acogieran a la tarifa 2.0.1, y el 7,7% para los clientes que se acogieran a la tarifa 3.0.1.

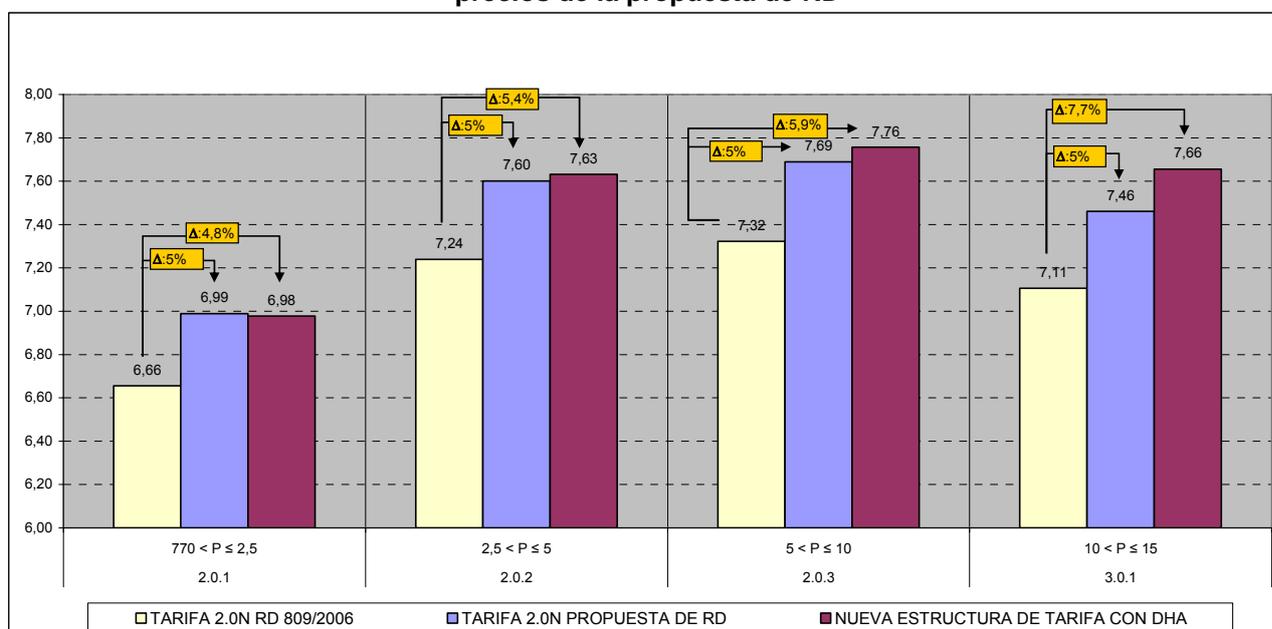
**Cuadro 18. Facturación de los consumidores acogidos a la tarifa 2.0N a precios del RD 809/2006 y a precios de las tarifas 2.0N, 2.0.1, 2.0.2, 2.0.3 y 3.01 con DHA de la propuesta de RD**

TARIFA	POTENCIA CONTRATADA (kW)	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	CONSUMO (kWh)			FACTURACIÓN (€)		DIFERENCIA	
		kW	kWh	kWh	PUNTA	VALLE	RD 809	PROPUESTA	€	%
2.0.1	770 < P ≤ 2,5	56.925	31.119	275.479.195	70.160.082	205.319.114	18.335.213	19.221.023	885.810	4,8%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	2.551.957	651.135	4.883.805.594	1.243.826.052	3.639.979.542	353.542.014	372.718.585	19.176.571	5,4%
2.0.3	5 < P ≤ 10	2.916.583	438.755	5.134.940.960	1.307.786.155	3.827.154.805	376.031.719	398.319.142	22.287.423	5,9%
3.0.1	10 < P ≤ 15	1.078.696	85.370	2.394.045.294	609.724.496	1.784.320.798	170.125.391	183.275.974	13.150.583	7,7%
<b>TOTAL</b>		<b>6.604.161</b>	<b>1.206.380</b>	<b>12.688.271.043</b>	<b>3.231.496.785</b>	<b>9.456.774.259</b>	<b>918.034.337</b>	<b>973.534.724</b>	<b>55.500.387</b>	<b>6,0%</b>

Fuente: CNE e información empresas distribuidoras.

En el gráfico inferior se resumen los aumentos de precios medios que habrían de soportar los clientes acogidos a la tarifa 2.0N en caso de que se aplicara un tratamiento similar al establecido en disposición transitoria quinta para los clientes acogidos a la tarifa de acceso 2.0NA.

**Gráfico 9. Precios medios de los clientes acogidos a la tarifa 2.0N a los precios vigentes y los precios de la propuesta de RD**



Fuente: RD 809/2006, propuesta de RD, CNE e información empresas distribuidoras.

En consecuencia, esta Comisión propone la adaptación de la actual tarifa 2.0N a la nueva estructura de tarifas para clientes de la propuesta de RD con discriminación DHA, habida cuenta que el impacto, en términos medios, sobre este colectivo se estima en un

incremento adicional de 1% respecto al incremento medio de la tarifa 2.0N según propuesta de RD.

En caso de que se decida mantener la tarifa 2.0N, se propone modificar la disposición transitoria cuarta en dos sentidos. Por una parte, se considera necesario establecer en la disposición transitoria el calendario de aplicación de la discriminación nocturna, dado que según se establece en la disposición adicional cuarta la discriminación DHA sustituye a la actual discriminación nocturna. Y, por otra parte, esta Comisión considera necesario establecer un periodo transitorio de convergencia de esta tarifa a la nueva estructura de tarifas de la propuesta de RD.

En concreto, se propone la siguiente redacción para la disposición transitoria cuarta:

*“Disposición transitoria cuarta. Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna.*

*Los suministros que a la entrada en vigor del presente Real Decreto estuvieran acogidos a la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna, podrán continuar acogidos a esta tarifa hasta el 31 de diciembre de 2009.*

*La duración de cada período será la que se detalla a continuación:*

<i>Períodos horarios</i>	<i>Duración</i>
<i>Punta</i>	<i>16 horas/día</i>
<i>Valle</i>	<i>8 horas/día</i>

*Se considerarán como horas punta y valle en todas las zonas las siguientes:*

<i>INVIERNO</i>		<i>VERANO</i>	
<i>Punta</i>	<i>Valle</i>	<i>Punta</i>	<i>Valle</i>
<i>8-23</i>	<i>24-7</i>	<i>9-24</i>	<i>0-8</i>

*Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.*

*Los precios a aplicar a partir del 1 de enero de 2007 serán los siguientes:*

<b>TÉRMINO DE POTENCIA</b>	<b>TÉRMINO DE ENERGÍA DIA</b>	<b>TÉRMINO DE ENERGÍA NOCHE</b>
<b>TP: €/ kW y mes</b>	<b>Te: €/ kWh</b>	<b>Te: €/ kWh</b>
1,615741	0,094297	0,042761

“

La propuesta de RD suprime el recargo aplicable al término de energía de aquellos consumidores acogidos a la tarifa 2.0 con un consumo bimestral superior a los 1.300 kWh, establecido en el Anexo del Real Decreto 809/2006.

Esta Comisión, si bien valora positivamente la supresión de dicho recargo por las razones expuestas en el informe 24/2005, considera necesario señalar el impacto que dicha medida tiene sobre los consumidores a los que era de aplicación dicho recargo y, por ende, sobre los ingresos del sistema.

De acuerdo con información la disponible en la CNE suministrada por las empresas distribuidoras, el recargo por consumo bimestral superior a 1.300 kWh afecta en torno al 3,7% de los clientes acogidos a la tarifa 2.0 y representa aproximadamente el 14% del consumo registrado en la actual tarifa 2.0. Estos clientes engloban el 11% de los suministros y el 16% del consumo que pasa a la tarifa 2.0.3 y el 81% de los clientes y el 82% del consumo que se acogería a la tarifa 3.0.1.

En el cuadro inferior se resumen el efecto que las variaciones de la propuesta de RD tienen sobre los clientes acogidos a la actual tarifa 2.0, distinguiendo entre los clientes sin recargo y clientes con recargo por consumo bimestral superior a 1.300 kWh.

**CLIENTES CON CONSUMO BIMESTRAL INFERIOR A 1.300 kWh**

TARIFA	TRAMO DE POTENCIA CONTRATADA (kW)	CONSUMO	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	FACTURACIÓN (€)		Diferencias	
		kWh	kW		RD 809/2007	PROPUESTA DE RD	€	%
2.0.1	770 < P ≤ 2,5	6.441.489.391	7.438.111	4.168.708	700.464.272	714.470.979	14.006.707	2,0%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	34.086.485.723	47.816.199	13.349.874	3.862.795.968	3.970.962.191	108.166.222	2,8%
2.0.3	5 < P ≤ 10	15.763.571.605	22.427.157	3.694.987	1.792.182.605	1.851.677.592	59.494.988	3,3%
3.0.1	10 < P ≤ 15	552.704.359	1.015.106	86.548	67.061.972	70.415.070	3.353.098	5,0%
<b>TOTAL</b>		<b>56.844.251.078</b>	<b>78.696.573</b>	<b>21.300.117</b>	<b>6.422.504.817</b>	<b>6.607.525.832</b>	<b>185.021.015</b>	<b>2,9%</b>

**CLIENTES CON CONSUMO BIMESTRAL SUPERIOR A 1.300 kWh**

TARIFA	TRAMO DE POTENCIA CONTRATADA (kW)	CONSUMO	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	FACTURACIÓN (€)		Diferencias	
		kWh	kW		RD 809/2007	PROPUESTA DE RD	€	%
2.0.1	770 < P ≤ 2,5	0	0	0	0	0	0	
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	0	0	0	0	0	0	
2.0.3	5 < P ≤ 10	4.578.022.640	4.349.795	456.709	493.736.346	496.484.450	2.748.104	0,6%
3.0.1	10 < P ≤ 15	4.971.947.436	4.775.979	371.231	549.831.562	548.980.974	-850.588	-0,2%
<b>TOTAL</b>		<b>9.549.970.076</b>	<b>9.125.774</b>	<b>827.940</b>	<b>1.043.567.907</b>	<b>1.045.465.424</b>	<b>1.897.517</b>	<b>0,2%</b>

**TOTAL**

TARIFA	TRAMO DE POTENCIA CONTRATADA (kW)	CONSUMO	POTENCIA FACTURADA	Nº SUMINISTROS	FACTURACIÓN (€)		Diferencias	
		kWh	kW		RD 809/2007	PROPUESTA DE RD	€	%
2.0.1	770 < P ≤ 2,5	6.441.489.391	7.438.111	4.168.708	700.464.272	714.470.979	14.006.707	2,0%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	34.086.485.723	47.816.199	13.349.874	3.862.795.968	3.970.962.191	108.166.222	2,8%
2.0.3	5 < P ≤ 10	20.341.594.246	26.776.951	4.151.696	2.285.918.950	2.348.162.042	62.243.092	2,7%
3.0.1	10 < P ≤ 15	5.524.651.795	5.791.085	457.779	616.893.533	619.396.044	2.502.510	0,4%
<b>TOTAL</b>		<b>66.394.221.155</b>	<b>87.822.347</b>	<b>22.128.057</b>	<b>7.466.072.724</b>	<b>7.652.991.256</b>	<b>186.918.532</b>	<b>2,5%</b>

<b>FACTURACIÓN SIN CONSIDERAR EXCESO 1.300 kWh</b>					<b>7.425.876.203</b>	<b>7.652.991.256</b>	<b>227.115.053</b>	<b>3,1%</b>
--	--	--	--	--	----------------------	----------------------	--------------------	-------------

Fuente: RD 809/2006, propuesta de RD, CNE e información empresas distribuidoras.

Esta Comisión no dispone de información suficiente para valorar si el escenario de ingresos de la propuesta de RD ha tenido o no en cuenta la supresión del recargo por el exceso del consumo sobre 1.300 kWh/bimestre, pero según el escenario de previsión de la CNE supone un aumento de la tarifa 2.0 del 2,5%, inferior al 3,5% que resultaría de no tener en cuenta a la hora de facturar dicho recargo.

La disposición transitoria primera de la propuesta de RD establece que el complemento por interrumpibilidad aplicable a las tarifas de alta tensión y a la tarifa horaria de potencia (THP), únicamente será de aplicación, hasta el 1 de julio de 2008, a los consumidores que a la entrada en vigor del Real Decreto estén acogidos a dicho complemento. Esto es, la propuesta de RD elimina, por una parte, la posibilidad de nuevos contratos con

complemento de interrumpibilidad y, por otra parte, establece su extinción el 31 de diciembre de 2007.

Esta Comisión valora positivamente la introducción de dicha medida debido a que, como se ha puesto de manifiesto en diversos informes, se considera que todas las soluciones posibles para resolver el problema de los grandes consumidores pasan por proponer que los consumidores abonen tarifas que adicione los costes que su suministro ocasiona al sistema, según una metodología objetiva, transparente y basada en criterios de asignación eficiente de los costes.

No obstante, es importante señalar que la diferencia entre lo que estos consumidores pagan a tarifa regulada y lo que pagarían en el mercado liberalizado se debe, por una parte, a la falta de aditividad de costes en la tarifa regulada de estos consumidores y, por otra parte, a que el mercado liberalizado no valora servicios de gestión de la demanda que proporcionan dichos consumidores en beneficio del sistema. Es decir, en la actualidad un cliente que acude al mercado liberalizado no es retribuido por proporcionar al sistema servicios de interrumpibilidad, modulación de carga, reactiva, mientras que sí recibiría descuentos en su facturación a tarifa integral por dichos conceptos, si estuviera acogido a las condiciones a las que aplican dichos complementos.

En relación con lo anterior, esta Comisión considera adecuada la introducción de la disposición transitoria sexta, en la medida en que se definen los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieran su energía en el mercado, si bien queda pendiente desarrollo la retribución de los mismos (véase epígrafe 4.2.2.2.)

Según el escenario de previsión de esta Comisión, elaborado a partir de la información facilitada por las empresas distribuidoras, se estima que 219 consumidores con un consumo anual de 32.313 GWh permanecerán acogidos a tarifas integrales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad, Tarifa Horaria de Potencia (THP) o tarifa especial de grandes consumidores (G.4) en 2007.

En el Cuadro 19 se resumen los pagos a los que tendrían que hacer frente estos consumidores en 2007 en caso de mantenerse en régimen de tarifa y de acudir al

mercado a precios de la propuesta de RD y supuesto el escenario de precios en el mercado mayorista similar al registrado en el 2005, y en el Cuadro 20 y se detalla la facturación a tarifa integral por concepto de facturación a precios de la propuesta de RD.

**Cuadro 19. Comparación de la facturación de los clientes con complemento de interrumpibilidad, THP y G.4 a tarifa integral y a mercado liberalizado a precios de la propuesta de RD**

Tarifa	N° Clientes	Consumo (GWh)	Propuesta RD - Tarifa integral (A)		Propuesta RD - Tarifa Acceso (B)		Coste de Generación (C)		Diferencia (A) - [(B) + (C)]	
			Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)	Facturación (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
THP	85	8.002	364.758	4,558	63.600	0,795	424.520	5,305	-123.362	- 1,542
Interrumpibles	129	14.700	437.400	2,976	82.439	0,561	743.657	5,059	-388.696	- 2,644
G.4	5	9.611	270.072	2,810	38.717	0,403	515.762	5,366	-284.407	- 2,959
<b>Total Grandes Clientes</b>	<b>219</b>	<b>32.313</b>	<b>1.072.230</b>	<b>3,318</b>	<b>184.756</b>	<b>0,572</b>	<b>1.683.939</b>	<b>5,211</b>	<b>-796.465</b>	<b>- 2,465</b>

Fuente: CNE y empresas distribuidoras

**Cuadro 20. Desglose de la facturación a tarifa integral de los clientes con complemento de interrumpibilidad, THP y G.4 a precios de la propuesta de RD**

Tarifa	N° Clientes	Consumo (GWh)	Propuesta RD - Tarifa integral							
			Facturación (Miles €)	Fact. Tp	Fact. Te	Fact. Reactiva	Fact. DH	Fact. Interrump.	Fact. Estacion.	Precio Medio (c€/kWh)
THP	85	8.002	364.758	239.747	270.405	0	0	-145.393	0	4,558
Interrumpibles	129	14.700	437.400	184.853	821.773	-37.334	-309.625	-221.656	-611	2,976
G.4	5	9.611	270.072	157.728	131.438	-10.760	-8.334	0	0	2,810
<b>Total Grandes Clientes</b>	<b>219</b>	<b>32.313</b>	<b>1.072.230</b>	<b>582.328</b>	<b>1.223.616</b>	<b>-48.094</b>	<b>-317.959</b>	<b>-367.049</b>	<b>-611</b>	<b>3,318</b>

Fuente: CNE y empresas distribuidoras

La disposición transitoria tercera establece un periodo transitorio de 6 meses a partir de la entrada en vigor del Real Decreto para la adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a la tarifa de alumbrado público (B.0) a la nueva estructura tarifaria.

Asimismo, establece el procedimiento de facturación de estos consumidores mientras se realice la adaptación de los equipos de medida. En concreto establece que a aquellos consumidores con potencia contratada igual o inferior a 15 kW se les facturará a la tarifa 2.0.X o 3.0.1 con discriminación horaria DHA suponiendo un 14% del consumo en periodo de valle y el 86% del consumo en periodo de punta. A los consumidores de potencia superior a 15 kW se les facturará a la tarifa 3.0.2, suponiendo el 11% de su consumo en periodo de punta, el 24% del consumo en periodo llano y el 64% del consumo en periodo de valle.

En caso de que transcurrido el periodo transitorio el cliente no haya solicitado las nuevas condiciones del contrato la empresa distribuidora aplicará la tarifa 2.0.X o 3.0.1 sin discriminación horaria alguna para aquellos consumidores con potencia contratada inferior

a 15 kW y la tarifa 3.0.2 con discriminación horaria tipo 1 para los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW.

Cabe señalar que, esta Comisión considera una errata los porcentaje a aplicar sobre el consumo total para determinar el consumo de punta y valle de las tarifas 2.0.x y 3.0.1. En concreto, se entiende que el porcentaje a aplicar para determinar el consumo del periodo de punta es del 14%, en lugar del 86% establecido en la propuesta de RD. Asimismo, cabe señalar que los porcentajes a considerar para la facturación a la tarifa 3.0.2 con discriminación horaria tipo 3 no suman el 100%. En consecuencia se propone sustituir los porcentajes a aplicar sobre el consumo total por los siguientes.

**Cuadro 21. Porcentajes a aplicar sobre el consumo total de la propuesta de RD vs CNE**

**Suministros con potencia contratada <= 15 kW**

	Propuesta de RD	Propuesta CNE
<b>PUNTA</b>	86%	14%
<b>VALLE</b>	14%	86%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

**Suministros con potencia contratada > 15 kW**

	Propuesta de RD	Propuesta CNE
<b>PUNTA</b>	11%	12%
<b>LLANO</b>	24%	24%
<b>VALLE</b>	64%	64%
<b>TOTAL</b>	<b>99%</b>	<b>100%</b>

Para calcular el efecto de la eliminación de la tarifa B.0, se ha facturado a las tarifas 2.0.3, 3.0.1 y 3.0.2, de acuerdo con la información disponible en esta Comisión, suponiendo 4.380 horas de utilización de la potencia (de 20.00 horas a 8:00 horas), y distribuyendo el consumo teniendo en cuenta los porcentajes de la propuesta CNE del cuadro anterior.

Los ingresos del sistema se ven reducidos como consecuencia de la supresión de la tarifa B.0 y la adaptación a la nueva estructura tarifaria se estima en 15,5 millones de €.

El Real Decreto 1556/2005, estableció en la disposición adicional novena que a partir del 1 de enero de 2006, se considerarían como ingresos liquidables procedentes de la facturación correspondiente a los suministros realizados a empleados de las empresas eléctricas, aquellos que resultasen de aplicar las tarifas y los peajes o tarifas de acceso por el uso de las redes autorizados por el Gobierno. Dicha medida fue valorada positivamente por esta Comisión, por lo que considera necesario que se mantenga en la propuesta de RD de la que se emite el presente informe.

#### **4.2.2 Tarifas de acceso**

La propuesta de Real Decreto introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía del resto de *tarifas de acceso* del Real Decreto 1556/2005<sup>7</sup>:

- En la tarifa de acceso 2.0A se produce una disminución de un 1,2% en el término de potencia y un aumento de un 9,4% en el término de energía.
- La tarifa de acceso 2.0 NA aumenta el término de potencia un 6,7% y disminuye los términos de energía del periodo de punta y valle un 5,9 y un 37,5%, respectivamente. Si bien es importante señalar que la Disposición adicional vigésimo primera modifica el calendario de aplicación a los consumidores acogidos a esta tarifa para hacerlo homogéneo con la correspondiente discriminación en dos periodos (DHA) establecido en tarifa integral para los consumidores conectados a redes de baja tensión y potencia inferior a 15 kW.
- En la tarifa de acceso 3.0A se produce una disminución de un 33% en el término de potencia del periodo 1 y un aumento de un 18% en el término de energía del periodo 1. Cabe señalar que las variaciones en los términos de potencia y energía difieren según el periodo considerado.

---

<sup>7</sup> Cabe señalar que el RD 809/2006 no modificó los precios de las tarifas de acceso.

- En la tarifa de acceso 3.1A se produce una disminución de un 12,6% en el término de potencia y un aumento de un 11,1% en el término de energía para todos los periodos.
- En la tarifa de acceso 6.1 se produce una disminución de aproximadamente un 9,5% en el término de potencia y de un 16,5% en el término de energía para todos los periodos.
- En la tarifa de acceso 6.2 se produce una disminución de aproximadamente un 5,8% en el término de potencia y de un 66,4% en el término de energía para todos los periodos.
- En la tarifa de acceso 6.3 se produce una disminución de aproximadamente un 3,6% en el término de potencia y de un 70,5% en el término de energía para todos los periodos.
- En la tarifa de acceso 6.4 se produce una disminución de un 1,6% en el término de potencia y de un 74,5% en el término de energía para todos los periodos.
- En la tarifa de acceso 6.5 de conexiones internacionales se produce una disminución de un 1,5% en los términos de potencia y de energía para todos los periodos.

En el siguiente cuadro se resumen las variaciones en los términos de facturación de potencia y energía de las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de RD respecto a los fijados en el RD 1556/2005.

**Cuadro 22. Variaciones (%) en los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de RD respecto los fijados en el RD 1556/2005**

R.D. 1556/2005												
Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	18,391756						0,027241					
2.0 NA (1)	17,013310						0,036597	0,023871				
3.0A	21,914377	12,967889	2,814336				0,019299	0,017623	0,013943			
3.1A	16,723787	10,313110	2,364914				0,012052	0,011336	0,010033			
6.1	10,791826	5,401580	3,956247	3,956247	3,956247	1,802416	0,018478	0,017288	0,015416	0,010146	0,006631	0,005157
6.2	8,926773	4,466614	3,272504	3,272504	3,272504	1,491024	0,015297	0,014329	0,012780	0,008391	0,005487	0,004260
6.3	8,190944	4,098699	3,001409	3,001409	3,001409	1,368385	0,014071	0,013103	0,011748	0,007681	0,005035	0,003937
6.4	7,455114	3,730784	2,730315	2,730315	2,730315	1,245746	0,012780	0,011940	0,010651	0,007036	0,004583	0,003551
6.5 Conexiones Internacionales	0,749953	0,749953	0,341495	0,341495	0,341495	0,341495	0,001942	0,001942	0,001006	0,001006	0,001006	0,001006

(1) No aplica para la propuesta de RD de tarifa eléctrica 2007

Propuesta RD Enero												
Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	18,164292						0,029815					
2.0 DHA	18,164292						0,038760	0,014908				
3.0A	14,686719	9,056905	2,076852				0,022729	0,021378	0,018921			
3.1A	14,608882	9,008905	2,065845				0,013391	0,012595	0,011148			
6.1	9,769834	4,889146	3,578043	3,578043	3,578043	1,632534	0,015444	0,014430	0,012870	0,008502	0,005537	0,004290
6.2	8,414138	4,210711	3,081541	3,081541	3,081541	1,405998	0,005152	0,004814	0,004294	0,002836	0,001847	0,001431
6.3	7,901306	3,954073	2,893725	2,893725	2,893725	1,320304	0,004157	0,003884	0,003464	0,002288	0,001490	0,001155
6.4	7,338954	3,672654	2,687773	2,687773	2,687773	1,226336	0,003262	0,003047	0,002718	0,001795	0,001169	0,000906
6.5 Conexiones Internacionales	0,738704	0,738704	0,336373	0,336373	0,336373	0,336373	0,001913	0,001913	0,000991	0,000991	0,000991	0,000991

% Propuesta RD sobre RD 1556/2005												
Tarifa	Tp						Te					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A	-1,2%						9,4%					
2.0 DHA												
3.0A	-33,0%	-30,2%	-26,2%				17,8%	21,3%	35,7%			
3.1A	-12,6%	-12,6%	-12,6%				11,1%	11,1%	11,1%			
6.1	-9,5%	-9,5%	-9,6%	-9,6%	-9,6%	-9,4%	-16,4%	-16,5%	-16,5%	-16,2%	-16,5%	-16,8%
6.2	-5,7%	-5,7%	-5,8%	-5,8%	-5,8%	-5,7%	-66,3%	-66,4%	-66,4%	-66,2%	-66,3%	-66,4%
6.3	-3,5%	-3,5%	-3,6%	-3,6%	-3,6%	-3,5%	-70,5%	-70,4%	-70,5%	-70,2%	-70,4%	-70,7%
6.4	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-1,6%	-74,5%	-74,5%	-74,5%	-74,5%	-74,5%	-74,5%
6.5 Conexiones Internacionales	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%	-1,5%

Fuentes: RD 1556/2005 y propuesta de RD de tarifa eléctrica 2007

Cabe señalar, por un lado, que la tarifa 2.0DHA supone un recargo del 30% en el término de energía del periodo de horas punta y un descuento de un 50% en el término de energía del periodo de horas valle respecto al precio de término de energía de la tarifa de acceso 2.0A de la propuesta de RD. Por otro lado, que el RD 1556/2005 establecía que partir del 1 de julio de 2006 la tarifa de acceso de conexiones internacionales 6.5 sólo sería de aplicación a las exportaciones de energía, eliminándose de la aplicación de esta tarifa de acceso al colectivo de consumidores que cumplieran las condiciones establecidas en el artículo 10 del RD 1164/2001.

El efecto de las variaciones de las tarifas de acceso, en el mercado liberalizado, de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, según información de las variables de facturación proporcionada por las empresas, supone 190 Millones de € menos que lo que se obtendría de mantener los precios de las tarifas de acceso del Real Decreto 1556/2005. Cabe destacar que para calcular la disminución de ingresos se ha tenido en cuenta el efecto de la sustitución de la tarifa de acceso 2.0NA por la tarifa de acceso

2.0DHA, modificando los periodos horarios de punta y valle al calendario establecido en la propuesta de RD<sup>8</sup>.

#### **4.2.2.1 Sobre las variaciones incluidas en la propuesta de RD**

Como esta Comisión ha reiterado en diversos informes, se considera que las variaciones tarifarias de las tarifas de acceso deberían ser resultado de aplicar una metodología asignativa de costes, en tanto dichos precios deben reflejar coste de suministro.

En este sentido, cabe señalar que el escandallo de costes de acceso de la propuesta de RD parte de un déficit inicial de 1.775 millones de €. Este déficit se ha calculado aplicando los precios de la propuesta de RD al escenario de previsión de la CNE para 2007 al escenario de elegibilidad plena (véase epígrafe 4.4).

No obstante, se considera que la variaciones relativas de los términos de potencia y energía introducidas en la propuesta de RD responden a las indicaciones del informe sobre el mandato vigésimo cuarto del Gobierno para poner en marcha medidas de impulso a la productividad, aprobado por el Consejo de Ministros con fecha 25 de febrero de 2005, que dirige a la CNE el encargo de realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje, que ha sido remitido a la DGPEM el 20 de diciembre de 2005.

En el siguiente cuadro se muestra el precio medio de las tarifas de acceso resultante de aplicar al escenario de elegibilidad plena de la previsión de la CNE para 2007, los siguientes escenarios de tarifas de acceso:

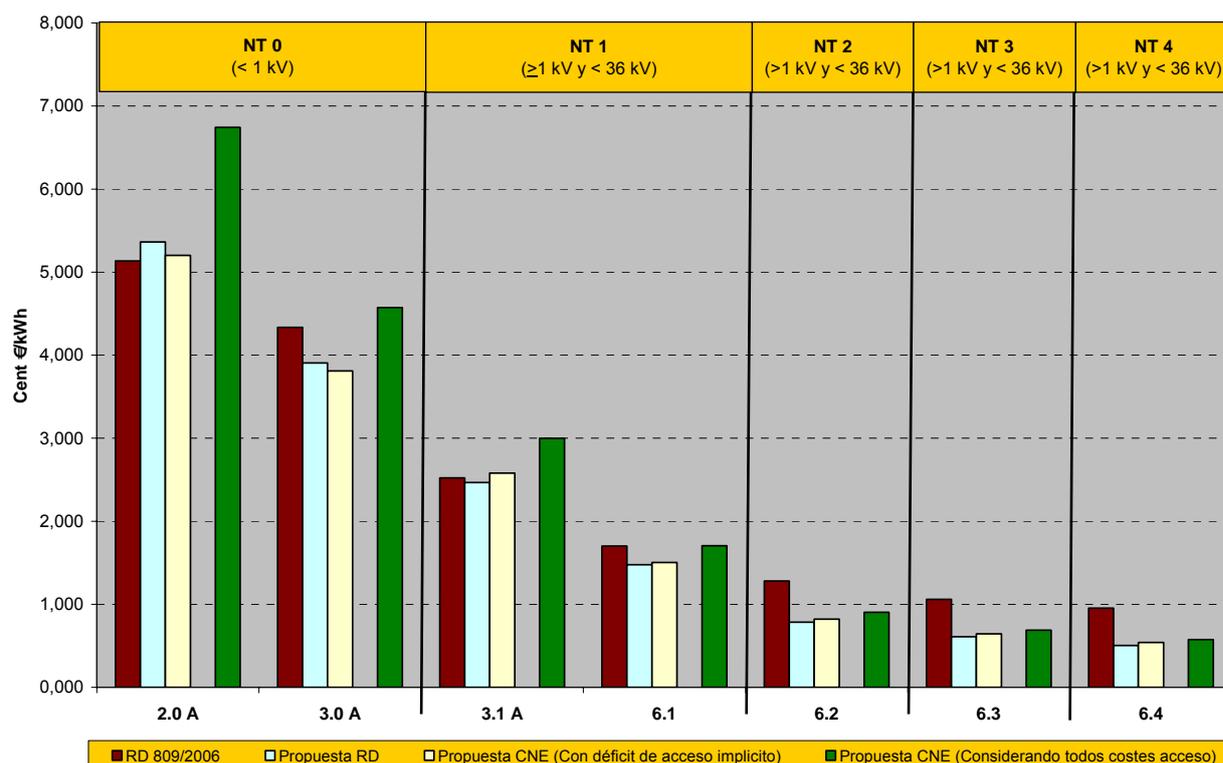
- las tarifas de acceso establecidas en el RD 809/2006,

---

<sup>8</sup> Para calcular la facturación por término de energía de la tarifa de acceso 2.0DHA se ha calculado el porcentaje de consumo en los periodos de punta y de valle con el nuevo calendario establecido en la propuesta de RD y considerando los perfiles de consumo establecidos en la Resolución de 28 de diciembre de 2004, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el perfil de consumo y el método de cálculo a efectos de liquidación de energía aplicables para los consumidores tipo 4 y tipo 5 que no dispongan de registro horario de consumo.

- las tarifas de acceso consideradas en la propuesta de RD,
- las tarifas de acceso resultantes de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE considerando el escandallo de costes de acceso considerado implícitamente por el MITYC a la hora de establecer las tarifas de acceso de la propuesta de RD, esto es, considerando un déficit inicial de 1.775 millones de €,
- las tarifas de acceso resultantes de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE considerando todos los costes de acceso. Esto es, se suponen un escenario de costes de acceso 1.775 millones de € superior al considerado en el punto anterior.

**Gráfico 10. Precio medio (cent€/kWh) de las tarifas de acceso aplicando los precios del RD 809/2006, propuesta de RD y metodología de la CNE. Escenario de elegibilidad plena**



Fuentes: RD 809/2006, propuesta de RD y CNE.

Se observa, en primer lugar, que los precios medios de las tarifas de acceso, a excepción de la tarifa de acceso 2.0A, resultantes de aplicar los precios de los términos de potencia y energía establecidos en la propuesta de RD son inferiores a los de aplicar los precios

del RD 809/2006. Estas disminuciones son superiores para las tarifas de acceso 6.2, 6.3 y 6.4.

En segundo lugar, las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de RD, salvo la tarifa de acceso 3.1A, se aproximan a los valores resultantes de aplicar la metodología de acceso de la CNE si se establecen como costes de acceso los implícitamente considerados por el MITYC a la hora de fijar las tarifas de acceso de la propuesta de RD, esto es, con un déficit inicial de acceso de 1.775 millones de €.

No obstante, si se consideraran a la hora de aplicar a la metodología de la CNE, la totalidad de costes de acceso, los precios medios resultantes serían superiores entre un 14% y un 26% a los establecidos en la propuesta de RD. Asimismo, cabe señalar que estas diferencias son decrecientes con el nivel de tensión, esto es, estas divergencias son más significativas para las tarifas de acceso de baja tensión que para las tarifas de acceso de alta tensión.

En resumen, si bien las modificaciones de las tarifas de acceso introducidas por la propuesta de RD van en línea con las resultantes de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE, la existencia de un déficit inicial de acceso, implica que los valores de los términos de potencia y energía de la propuesta de RD sean muy inferiores a los resultantes de aplicar la metodología de tarifas de acceso de la CNE. Por tanto, las diferencias existentes entre ambos precios son el resultado de considerar diferentes hipótesis de costes, más que diferencias en la asignación de costes a las tarifas de acceso.

Una vez más se señala que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes. Esta Comisión considera que dicha metodología debe ser aditiva, esto es, aunque la estructura de tarifas integrales y de acceso muestre un único pago por el suministro y acceso, respectivamente, se debe garantizar la adición de los costes en el mismo, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

#### 4.2.2.2 Otras modificaciones introducidas en las tarifas de acceso

Además de las variaciones de los términos de potencia y energía descritos en el epígrafe anterior, la propuesta de RD introduce otros cambios que afectan al marco tarifario aplicable a los consumidores que acuden al mercado.

En primer lugar, la disposición adicional vigésimo primera modifica el Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con el objetivo de adaptar el calendario de aplicación de la tarifa de acceso 2.0 A con discriminación nocturna a la nueva discriminación en dos periodos (DHA) introducida en la disposición adicional cuarta de la propuesta de RD.

Esta Comisión valora positivamente que modifique el calendario de aplicación a la tarifa de acceso 2.0 A con discriminación nocturna en línea con la modificación introducida en las correspondientes tarifas integrales, no obstante, considera necesario que se aclaren diversos aspectos relacionados con su aplicación. En concreto, se considera necesario revisar los coeficientes de pérdidas por periodo, así como la revisión del *perfil b*, utilizados para la liquidación de la energía de los consumidores acogidos a la tarifa de acceso 2.0 NA.

La modificación del calendario de la discriminación nocturna aplicable a la tarifa de acceso 2.0 A, según es escenario de previsión de la CNE para 2007, afecta aproximadamente a 1.206.000 clientes. Los términos de energía establecidos para los periodos de punta y valle son un 5,9% superior y un 37,5% inferior a los términos de energía establecidos en el Real Decreto 1556/2005 para la tarifa de acceso 2.0 NA. Dado que con la nueva discriminación horaria (DHA) reduce el periodo de punta a 10 horas versus las 16 horas establecidas en el RD 1164/2001, la facturación media de los clientes acogidos a la tarifa 2.0 NA se reducen en un 24%, mientras que los ingresos del sistema se reducen en 89.000 €.

En segundo lugar, la disposición transitoria quinta establece un periodo de tres meses a partir de la publicación del Real Decreto para la adaptación de los equipos de medida de

los consumidores que estuvieran acogidos a la tarifa 2.0.NA, a lo establecido en la disposición adicional vigésimo primera, durante el cual el consumo a facturar en punta y valle será el 29% y el 71% del consumo total, respectivamente.

Adicionalmente, se establece que la potencia a contratar se determinará teniendo en cuenta tanto las horas diurnas como las nocturnas.

Por último se establece que a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 NA a la entrada en vigor del Real Decreto tengan potencia contratada superior a 15 kW, se les aplicará la tarifa 3.0 A, distribuyen el consumo total entre los periodos de punta, llano y valle aplicando los porcentajes de un 11%, 38% y 51%, respectivamente.

Esta Comisión considera que no tiene sentido establecer el modo de distribuir el consumo a los consumidores con potencia superior a 15 kW, en la medida en que según se establece en el artículo 7 apartado 1 del Real Decreto 1164/2001, la tarifa 2.0 con discriminación nocturna no es de aplicación a consumidores con potencia contratada superior a 15 kW, por lo que propone la supresión del párrafo correspondiente.

Por último, la disposición transitoria sexta establece los servicios de gestión de la demanda que podrán ofrecer los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. En concreto se reconocen dos servicios de gestión de la demanda, el primero por servicios de interrumpibilidad y el segundo por gestión de la energía reactiva.

Asimismo, establece que antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor del Real Decreto, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio desarrollará las condiciones de estos servicios y los requisitos para la participación en los mismos de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

Además, establece que dichos costes tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y que Red Eléctrica de España, S.A, como operador del sistema, gestionará estos servicios, a cuyos efectos suscribirá los contratos con cada uno de los clientes que acuden al mercado de producción y ofrezcan dichos servicios.

Por otra parte, la Disposición transitoria primera, de la citada propuesta, establece que el actual sistema de interrumpibilidad, establecido en la Orden de 12 de enero de 1995, aplicables a los consumidores acogidos a las tarifas generales con complemento por interrumpibilidad y las tarifas horarias de potencia, sólo será de aplicación a los consumidores que estuvieran acogidos a dicha tarifa a la entrada en vigor del presente Real Decreto, y que dichos complementos desaparecerán el 1 de julio de 2008.

Por lo tanto, y hasta la desaparición de los complementos por interrumpibilidad y la tarifa horaria de potencia el 1 de julio de 2008, convivirán dos sistemas de interrumpibilidad, el aplicable a los consumidores a tarifa y el aplicable a los consumidores a mercado, y, previsiblemente, tres métodos de cálculo del descuento aplicable por este tipo de servicios. El aplicable a las tarifas generales con complemento por interrumpibilidad, el aplicable a las tarifas horarias de potencia y el aplicable a los consumidores que adquieran su energía en el mercado liberalizado.

En el Cuadro 23, se comparan las características del sistema de interrumpibilidad, aplicable en el mercado regulado, establecido en la Orden de 12 de enero de 1995 y el aplicable en el mercado liberalizado, de acuerdo con la propuesta de Real Decreto.

**Cuadro 23. Características de los sistemas de interrumpibilidad.**

ORDEN 12 DE ENERO DE 1995						
Tipo		Interrupción Máxima	Preaviso mínimo	Número máximo de periodos máximo por Orden	Duración máxima por periodo	Máximo Valor de potencia residual a consumir en cada periodo
A	Normal	12 horas	16 horas			
	Flexible	4 horas				Pmaxi
		4 horas				Pmaxi + 50% (Pf - Pmaxi)
B	Normal	6 horas	6 horas			
	Flexible	3 horas				Pmaxi
		3 horas				Pmaxi + 50% (Pf - Pmaxi)
C		3 horas	1 hora			
D		45 minutos	5 minutos			

PROPUESTA DE RD						
Tipo		Interrupción Máxima	Preaviso mínimo	Número máximo de periodos	Duración máxima por periodo	Máximo Valor de potencia residual a consumir en cada periodo
1		12 horas	2 horas	3	4 horas	Pmaxi en dos periodos
						Pmaxi + 50% (Pf - Pmaxi)
2		8 horas	2 horas	2	4 horas	Pmaxi
3		3 horas	1 hora	1	3 horas	Pmaxi
4		2 horas	5 mín	1	2 horas	Pmaxi
5		1 hora	0 min	1	1 hora	Pmaxi

Fuente: Orden 12 de enero 1995, Propuesta de RD

Se observa que el nuevo sistema de interrumpibilidad, aplicable a los clientes en el mercado liberalizado, reduce el preaviso máximo establecido en el sistema vigente, pasando de un máximo de 16 horas a un máximo de 2 horas, y flexibiliza la aplicación del mismo, al establecer el número máximo de periodos y la duración máxima por periodo, conceptos no establecidos en la Orden de 12 de enero de 1995. Asimismo, el sistema propuesto introduce el concepto de interrumpibilidad automática, previsto en la Orden de 12 de enero de 1995, pero no desarrollado.

Por otra parte, el sistema de interrumpibilidad aplicable a los suministros en el mercado liberalizado, establece la obligación de instalar un relé de deslastre por subfrecuencia cuyos ajustes serán determinados por Red Eléctrica de España, S.A.

Esta Comisión, valora positivamente, la introducción en el mercado liberalizado de los servicios de gestión de demanda, en tanto en cuanto, que se retribuyen unos servicios,

tales como la interrumpibilidad o la energía reactiva, que actualmente no están retribuidos en el mercado liberalizado.

No obstante, esta Comisión considera que las características y la retribución de los servicios de gestión de la demanda aplicables en mercado regulado y en mercado liberalizado, deberían ser los mismos, debido a que los beneficios que aportan los clientes acogidos a estos servicios son independientes de que estén en mercado regulado o mercado liberalizado.

Asimismo, considera que los servicios de interrumpibilidad aplicables en ambos mercados deberían ser establecidos, previó informe del Operador del Sistema, dado que va a ser este agente el que los gestione. Ni en la propuesta de Real Decreto, ni en la memoria que lo acompaña se hace referencia a la valoración que el Operador del Sistema, realiza de dichos servicios.

Esta Comisión, no puede valorar, el coste previsto de los citados servicios de gestión de la demanda, al no disponer de información relativa a las condiciones de aplicación de dichos servicios, los requisitos de participación en los mismos de los consumidores en el mercado, así como su régimen retributivo.

No obstante, considera que los costes derivados de la aplicación de los servicios de gestión de la demanda calculados en aplicación del régimen retributivo, el cual se establecerá antes de tres meses, deberán ser considerados como costes del sistema a la hora de revisar las tarifas el próximo 1 de abril de 2007.

### ***4.3 Precios de la garantía de potencia***

La disposición adicional séptima de la propuesta de RD mantiene los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en el Real Decreto 1556/2005, a pesar de que la disposición transitoria séptima de la propuesta de RD establece que a partir del 1 de enero de 2007 y hasta que se efectúe la revisión de los mecanismos de asignación y procedimiento de cobro y pago de la garantía de potencia, las unidades de producción de energía eléctrica nuclear no tendrán derecho al cobro por garantía de potencia.

La Orden de 17 de diciembre de 1998 establece en el apartado quinto que el sistema de pago por garantía de potencia de los distribuidores con cargo a los consumidores a tarifa se calcula como la diferencia entre la cantidad total reconocida a los generadores (0,481 c€/kWh por la demanda de energía en el mercado organizado de los clientes finales elevada a barras de central<sup>9</sup>) y lo que se obtiene de los consumidores que acuden al mercado. En consecuencia, mantener los precios unitarios por garantía de potencia supone, en realidad, minorar los pagos a los que habrán de hacer frente los distribuidores por este concepto.

Cabe señalar que de aplicar los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en la disposición adicional séptima a todos los consumidores, según el escenario de previsión de la demanda de la CNE, en caso de aplicar los precios unitarios. Es importante, supondría unos ingresos por este concepto de 1.683 millones de €, cifra que excede en casi 1.000 millones de € al coste por garantía de potencia de la propuesta de RD.

La discriminación en la imputación del pago por garantía de potencia a los consumidores de tarifa integral respecto a los clientes en el mercado es un aspecto que ha sido criticado en sucesivos informes de la CNE. Esta Comisión, considera que se deben aplicar los mismos pagos por garantía de potencia a todos los consumidores, independientemente de que los clientes estén acogidos a tarifa integral o que acudan a mercado.

No obstante, teniendo en cuenta el mandato a por esta Comisión, antes del 1 de junio de 2007, relativo a elaborar una propuesta de revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de de la garantía de potencia, se considera que podrían mantenerse provisionalmente los precios unitarios por garantía de potencia.

---

<sup>9</sup> Se excluye el autoconsumo de producción, los consumos de bombeo y la producción correspondiente al régimen especial que no acuda al mercado de producción.

#### **4.4 Suficiencia de ingresos**

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a mercado regulado y a mercado liberalizado, respectivamente, deben permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación, cumpliendo con ello el principio de suficiencia de ingresos y costes.

Los costes de las actividades a recuperar por el mecanismo de liquidaciones son:

- Coste de generación de clientes a tarifa integral
- Costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores
- Costes permanentes,
- Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento
- Anualidades para 2007 que resulten para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002, el déficit de actividades reguladas generadas entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005, el déficit generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre 2006, el déficit de revisiones de los costes de generación de insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005
- Plan de viabilidad para Elcogás, S.A.

A diferencia del año pasado, la Memoria que acompaña a la propuesta de RD no aporta información suficiente respecto a la desagregación de los consumos e ingresos de clientes facturados a tarifa integral y de acceso para 2007, por lo que para valorar la suficiencia de ingresos se utiliza el escenario de previsión de esta Comisión, obtenido a partir de la información recibida de las empresas distribuidoras, sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por tarifa integral y de acceso para 2007. Dicha información se aporta como Anexo II del informe.

En el siguiente cuadro se resumen las previsiones de consumos, ingresos y precios medios de la propuesta de RD con las del escenario de previsión de la CNE, obtenido a partir de la información de las empresas.

**Cuadro 24. Previsiones de consumos e ingresos del escenario de la Propuesta de RD y del escenario aportado por las empresas a la CNE**

	Propuesta RD 2007				Escenario CNE			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (c€/kWh)	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Precio Medio (c€/kWh)
<b>Clientes en mercado</b>	<b>80.807</b>	<b>31,6%</b>	<b>6.720</b>	<b>8,317</b>	<b>80.782</b>	<b>31,6%</b>	<b>6.711</b>	<b>8,308</b>
Facturación Energía			5.008	6,197			5.078	6,286
Facturación Acceso			1.713	2,120			1.634	2,022
<b>Clientes en tarifa integral</b>	<b>174.665</b>	<b>68,4%</b>	<b>15.790</b>	<b>9,040</b>	<b>175.023</b>	<b>68,4%</b>	<b>15.704</b>	<b>8,972</b>
Tarifas de Baja Tensión	103.294	40,4%	11.331	6,487	104.248	40,8%	11.434	6,533
Tarifas de Alta Tensión	71.371	27,9%	4.459	2,553	70.775	27,7%	4.270	2,440
<b>Total ingresos</b>	<b>255.472</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.510</b>	<b>8,811</b>	<b>255.805</b>	<b>100,0%</b>	<b>22.415</b>	<b>8,763</b>
<b>Total Costes del sistema (sin DT11<sup>a</sup>)</b>			<b>25.689</b>	<b>10,056</b>			<b>25.689</b>	<b>10,042</b>
<b>Diferencia</b>			<b>- 3.179</b>	<b>- 1,244</b>			<b>- 3.274</b>	<b>- 1,280</b>

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE.

En el escenario CNE se ha incluido a Empleados, Consumos propios, concesiones administrativas y TTS.

Se observa que en el escenario de previsión incluido en la propuesta de RD, los ingresos totales no son suficientes para cubrir los costes totales del sistema.

En concreto, según el escenario del MITYC, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no cubren los costes del sistema previstos para 2007, descontados los correspondientes a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, en 3.179 millones de €.

Según el escenario de previsión de la CNE, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD no cubrirían los costes del sistema previstos para 2007, descontados los correspondientes a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, en 3.274 millones de €, si bien no se ha incluido la facturación por energía reactiva de los clientes en mercado liberalizado por energía reactiva, ni por excesos de potencia, lo que supondría incrementar los ingresos por acceso en 79 millones de €, según información de las empresas.

En consecuencia, las variaciones en las tarifas integrales y de acceso consideradas en la propuesta de RD se consideran insuficientes y se propone que las mismas aumenten de forma significativa para que cubran los costes del sistema. En concreto, los ingresos totales del sistema deberían aumentar un 14%, según el escenario del MITYC, o un 15%,

según el escenario de la CNE para que se igualaran a los costes totales del sistema sin considerar la Disposición Transitoria 11ª de la Ley 54/1997.

Respecto a los ingresos regulados, esto es, facturación a tarifas integrales y de acceso, según el escenario de previsión de CNE para 2007, los ingresos regulados del sistema ascenderían a 17.337 Millones de €, cifra inferior en 166 Millones de € a los incluidos en la información que acompaña a la propuesta de RD, teniendo en cuenta que en las previsiones de las empresas se incluyen 333 GWh más que en el de la propuesta de RD.

En el siguiente cuadro, se resumen las principales diferencias de ingresos regulados entre el escenario de previsión de la propuesta de Real Decreto y en el escenario de la CNE, a partir de la información aportada por las empresas, teniendo en cuenta la diferente composición de la demanda y, por otra, las diferentes de facturación.

**Cuadro 25. Ingresos regulados de la propuesta de RD y Escenario CNE según información aportada por las empresas**

	Consumo (GWh)	Ingresos (Miles €)	Precio Medio (c€/kWh)
<b>Ingresos propuesta RD</b>	<b>255.472</b>	<b>17.502.717</b>	<b>6,851</b>
Tarifa Acceso	80.807	1.712.759	2,120
Tarifa Integral	174.665	15.789.958	9,040
<b>Ingresos CNE</b>	<b>255.805</b>	<b>17.337.130</b>	<b>6,777</b>
Tarifa Acceso	80.782	1.633.549	2,022
Tarifa Integral	175.023	15.703.581	8,972
<b>Diferencia propuesta RD - CNE</b>			
<b>Total ingresos regulados</b>	<b>-333</b>	<b>165.587</b>	<b>0,074</b>
Tarifa Acceso	25	79.210	0,097
Tarifa Integral	-358	86.377	0,068

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de RD, empresas distribuidoras y CNE.

En el siguiente cuadro se incluye una comparación del escandallo de costes de acceso para 2006 y 2007. Cabe señalar que el escandallo de costes de acceso para 2007 ha sido calculado a partir de la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de RD,

con objeto de valorar la suficiencia de ingresos en el caso de que todos los clientes se encontraran consumiendo en régimen de mercado<sup>10</sup>.

**Cuadro 26. Escandallo de costes de acceso para 2006 y 2007**

Coste de acceso	RD 1556/2005 + RD 809/2006		2007		Diferencias	
	Miles €	% s/Total Acceso	Miles €	% s/Total Acceso	Miles €	%
<b>Transporte (1)</b>	<b>996.028</b>	<b>13,24%</b>	<b>1.072.199</b>	<b>12,84%</b>	<b>76.171</b>	<b>7,65%</b>
<b>Distribución (2)</b>	<b>3.366.097</b>	<b>44,75%</b>	<b>3.944.475</b>	<b>47,25%</b>	<b>578.378</b>	<b>17,18%</b>
<b>Gestión Comercial (3)</b>	<b>299.796</b>	<b>3,99%</b>	<b>61.204</b>	<b>0,73%</b>	<b>-238.592</b>	<b>-79,58%</b>
<b>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento</b>	<b>113.391</b>	<b>1,51%</b>	<b>68.106</b>	<b>0,82%</b>	<b>-45.286</b>	<b>-39,94%</b>
Moratoria Nuclear (4)	57.578	0,77%	1.670	0,02%	-55.908	-97,10%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	40.701	0,54%	51.636	0,62%	10.935	26,87%
Interrumpibilidad y Régimen especial	15.113	0,20%	14.800	0,18%	-313	-2,07%
<b>Prima del Régimen Especial (5)</b>	<b>1.658.687</b>	<b>22,05%</b>	<b>1.664.432</b>	<b>19,94%</b>	<b>5.745</b>	<b>0,35%</b>
<b>Costes permanentes</b>	<b>468.993</b>	<b>6,23%</b>	<b>1.281.910</b>	<b>15,35%</b>	<b>812.917</b>	<b>173,33%</b>
Compensación extrapeninsulares	409.943	5,45%	1.219.251	14,60%	809.308	197,42%
Operador del Sistema	35.314	0,47%	35.503	0,43%	189	0,54%
Operador del Mercado	10.297	0,14%	10.379	0,12%	82	0,80%
CNE	13.440	0,18%	16.777	0,20%	3.337	24,83%
CTC's	219.670	2,92%	-	0,00%	-219.670	-100,00%
Eficiencia Energética	173.460	2,31%	-	-	-173.460	-100,00%
ELCOGÁS (6)	-	0,00%	25.000	0,30%	25.000	
Déficit hasta 31/12/2002 (incluye sobrecoste generación extratrapeninsular)	226.578	3,01%	231.456	2,77%	4.878	2,15%
<b>Total Acceso</b>	<b>7.522.701</b>	<b>100,00%</b>	<b>8.348.782</b>	<b>100,00%</b>	<b>826.081</b>	<b>10,98%</b>
<b>Total Acceso - Déficit anterior a 2003</b>	<b>7.296.123</b>		<b>8.117.326</b>		<b>821.203</b>	<b>11,26%</b>

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones (17.300 Miles €) en 2006 y 2007. En 2007 se supone los mismos ingresos por exportaciones que en 2006.
- (2) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley.
- (3) Se imputa únicamente el 20% del Coste de Gestión Comercial en 2007.
- (4) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.
- (6) Estimación del coste del Plan de viabilidad de ELCOGÁS

Se observa que por un lado, que si se considera el déficit anterior a 2003, el coste de acceso para 2007 aumenta en 826 millones de € respecto a 2006, esto es, un 10,98%. Por otro lado, si se excluye el déficit anterior a 2003, el coste de acceso para 2007 aumenta en 821 millones de € respecto a 2006, esto es, un 11,26%. Este aumento es

<sup>10</sup> En la información que acompaña a la Memoria que acompaña a la propuesta de RD no se incluye el escandallo de costes de acceso, por lo que se elabora el mismo de acuerdo con la normativa vigente.

debido a que los costes de distribución y de compensación extrapeninsular son los costes de acceso que más aumentan en 2007 respecto a 2006, tanto en términos monetarios como en términos porcentuales.

Asimismo, cabe señalar que en términos de composición del coste de acceso para 2007, los costes de distribución, la prima del régimen especial, la compensación extrapeninsular y el transporte son los conceptos de coste de acceso que más ponderan respecto al coste total de acceso para 2007.

No obstante, y a pesar de aumentar los costes de acceso para 2007 respecto a 2006, en la Memoria que acompaña a la propuesta de RD se justifica una bajada del 10% en las tarifas de acceso con el objetivo de favorecer la comercialización y crear incentivos a la salida de los clientes al mercado.

En consecuencia, y de acuerdo con el escenario de previsión de la CNE, si todos los consumidores fueran al mercado no se recuperarían en 612 Millones de €, los costes de acceso que establece el artículo 2 del RD 1164/2001, esto es, excluyendo partida de déficit tarifario anterior a 2003.

En el siguiente cuadro se resume el desglose de ingresos por tarifa de acceso facturando a todo el sistema, según el escenario de previsión de la CNE.

**Cuadro 27. Escenario de elegibilidad plena. Ingresos por tarifa de acceso de la propuesta RD**

Tarifa	Consumo (GWh)	Propuesta RD - Fact. Acceso (Miles €)
2.0 A	73.360	3.933.866
2.0 DHA	12.698	386.479
3.0 A	37.612	1.469.358
3.1 A	20.583	507.588
6.1	59.180	874.249
6.2	21.463	168.251
6.3	10.633	64.683
6.4	19.773	100.007
TTS	196	870
<b>Total Facturación</b>	<b>255.497</b>	<b>7.505.351</b>
<b>Total Coste Acceso - Déficit anterior a 2003</b>		<b>8.117.326</b>
<b>Diferencia</b>		<b>- 611.975</b>

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Nota: se excluyen consumos propios y concesiones administrativas

En resumen, la aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a mercado regulado y a mercado liberalizado, respectivamente, deben permitir la recuperación de los costes de actividades reguladas. Sin embargo, ni los ingresos totales del sistema aplicando los precios de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, ni las tarifas de acceso de la propuesta de RD son suficientes para cubrir los costes de acceso. En consecuencia, los precios de las tarifas integrales y de acceso establecidos en la propuesta de RD deben ser superiores a los considerados en la misma.

Finalmente, en la Memoria que acompaña a la propuesta de RD se señala que por cuestiones sociales no se puede subir la tarifa eléctrica lo que sería necesario. Esto es, se considera que es positivo para la sociedad que los consumidores no paguen los costes totales del servicio en el momento presente posponiendo su futura recuperación.

Asimismo, esta medida está considerando implícitamente que los beneficios sociales derivados de la misma supera a los costes sociales, entre los que se debería tener en

cuenta los siguientes efectos: los mayores incrementos futuros de las tarifas eléctricas, el incremento del consumo derivado del uso ineficiente de la energía eléctrica al no recibir señales en precios por ser los mismos inferiores a sus costes.

Ni en la propuesta de RD, ni en la Memoria que le acompaña, se refleja una estimación de los beneficios sociales derivados de no subir la tarifa eléctrica lo que le correspondería. Asimismo, tampoco se aporta información del impacto de los precios de la electricidad sobre el IPC.

Por tanto, parece desprenderse de la información que acompaña a la propuesta de RD que se sustituye un óptimo económico por un óptimo social que no ha sido valorado convenientemente.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que el punto 2 del artículo 15 de la Ley 57/1997 establece que *“para la determinación de las tarifas o peajes y precios que deberán satisfacer los consumidores se establecerá reglamentariamente la retribución de las actividades con criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios que incentiven la mejora de la eficacia de la gestión, la eficiencia económica y técnica de dichas actividades y la calidad del suministro eléctrico”*.

Por todo ello, esta Comisión considera que las tarifas deben reflejar costes y no deben ser utilizadas como instrumentos de política económica.

No obstante lo anterior, es importante señalar que el reconocimiento de un déficit ex ante para 2007 introduce importantes mejoras en varios aspectos en relación con los déficit generados en años anteriores. En primer lugar, la posibilidad de que pueda materializarse un escenario de competencia en comercialización puede trasladar eficiencia y servicios adicionales al consumidor. Esto además puede permitir una transición más suave a un escenario de desaparición de tarifas. Por otro lado, el reconocimiento del déficit como una cantidad determinada, conocida a priori, que puede titulizarse mediante un procedimiento de subasta de los derechos de cobro contribuye a reducir la incertidumbre para las empresas eléctricas sobre la financiación del déficit. Además, al estar controlado por el

regulador el procedimiento de subasta debería asegurar la minimización del coste de dicha financiación.

#### **4.5 Aditividad de costes en las tarifas**

Al comparar las tarifas integrales y las tarifas de acceso de la propuesta de Real Decreto se muestran las diferencias entre los pagos de acceso implícitos en las primeras *versus* las segundas.

En el siguiente cuadro se comparan los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2007. Para estimar los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de la propuesta de RD, se descuentan en las tarifas integrales de la propuesta de RD, el coste de generación y la moratoria nuclear correspondiente.

En este análisis para calcular el coste de generación implícito en cada grupo tarifario se ha tomado como referencia el coste medio de generación del escandallo de costes de la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, teniendo en cuenta estructura de consumos por tarifa y periodos horarios.

**Cuadro 28. Pagos implícitos acceso y tarifas de acceso de clientes a tarifa integral (Escenario de previsión CNE a partir de información aportada por las empresas)**

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa integral propuesta RD (c€/kWh)	Tarifa acceso implícita (c€/kWh)	Tarifa acceso propuesta RD (c€/kWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>104.248</b>	<b>10,9678</b>	<b>3,4878</b>	<b>4,768</b>
1.0	76	6,7477	-1,1117	5,094
2.0	66.394	11,5293	3,6810	5,384
2.0 N	13.676	7,7848	1,4116	3,119
3.0 y 4.0	24.102	11,2407	4,1481	4,003
<b>Alta tensión</b>	<b>70.466</b>	<b>6,0378</b>	<b>0,4173</b>	<b>1,280</b>
<b>Clientes no interrumpibles</b>	<b>32.362</b>	<b>8,7439</b>	<b>2,7452</b>	<b>1,955</b>
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	24.936	9,0883	2,9973	2,189
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	5.898	7,6368	1,8757	1,202
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	1.457	6,8046	1,4228	0,880
Nivel Tensión > 145 kV	72	19,4862	13,5121	4,257
<b>Grandes consumidores</b>	<b>32.313</b>	<b>3,3183</b>	<b>-1,8931</b>	<b>0,572</b>
Tarifa Horaria de Potencia	8.002	4,5581	-0,7468	0,795
Tarifas generales con interrumpibilidad	14.700	2,9756	-2,0834	0,561
Tarifa G.4	9.611	2,8101	-2,5564	0,403
<b>Tarifas por usos</b>	<b>5.791</b>	<b>6,0890</b>	<b>0,2998</b>	<b>1,455</b>
Alumbrado público				
Tracción				
Riegos	1.122	7,8834	2,2579	2,820
Distribución	4.669	5,6580	-0,1706	1,127
<b>Total Facturación</b>	<b>174.714</b>	<b>8,9794</b>	<b>2,2494</b>	<b>3,361</b>



Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE.

Cabe reseñar los siguientes aspectos:

- El ingreso medio por facturar a las tarifas de acceso de la propuesta de RD a aquellos clientes que se acojan a tarifa integral en 2007, es superior a la facturación media por acceso de dichos clientes implícito en las correspondientes tarifas integrales de la propuesta (3,361 c€/kWh y 2,249 c€/kWh, respectivamente).
- Los precios medios de acceso por grupos tarifarios son muy diferentes en el caso de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso.
- A los grandes clientes de alta tensión acogidos a THP tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y G4 se les está imputando (por diferencia entre la tarifa integral y los costes de generación, de gestión comercial a tarifa integral y moratoria nuclear correspondiente) pagos de acceso negativos. Cabe señalar lo indicado en el epígrafe 4.2.1.2 del presente informe, sobre los servicios de gestión de la demanda que proporcionan dichos clientes cuya valoración regulada en las tarifas

actuales, no se realiza en el mercado liberalizado, debido a que no se ha aplicado el modelo retributivo a aplicar a estos servicios en el mercado liberalizado.

- Igualmente, a la tarifa 1.0 y a las tarifas por usos de distribuidores se les está imputando pagos de acceso negativos.

Cabe señalar que las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de RD, reducen dichas diferencias respecto a los precios del RD 809/2006.

**Cuadro 29. Márgenes implícitos por acceso en las tarifas integrales del Real Decreto 809/2006 vs Propuesta RD**

	R.D. 809/2006	Propuesta RD
<b>Baja tensión</b>	<b>-35%</b>	<b>-27%</b>
1.0	-126%	-122%
2.0	-35%	-32%
2.0 N	-73%	-55%
3.0 + 4.0	-18%	4%
<b>Alta tensión</b>	<b>-97%</b>	<b>-67%</b>
<b>Clientes no interrumpibles</b>	<b>2%</b>	<b>40%</b>
1 < Nivel Tensión ≤ 36 kV	5%	37%
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	-16%	56%
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	-25%	62%
Nivel Tensión > 145 kV	164%	217%
<b>Grandes consumidores</b>	<b>-323%</b>	<b>-431%</b>
Tarifa Horaria de Potencia	-192%	-194%
Tarifas generales con interrumpibilidad	-354%	-471%
Tarifa G.4	-425%	-735%
<b>Tarifas por usos</b>	<b>-100%</b>	<b>-79%</b>
Alumbrado público		
Tracción		
Riegos	-44%	-20%
Distribución	-127%	-115%

Fuentes: MITC – Información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, RD 809/2006 y CNE.

- Por el contrario, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso de la propuesta de RD. Los casos más significativos en baja tensión son las tarifas 3.0 y 4.0, y en media y alta tensión, las tarifas no interrumpibles, por lo que son los consumidores

acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tienen más incentivos a acudir al mercado liberalizado.

En opinión de esta Comisión, las distorsiones que subyacen en el sistema tarifario actual hacen necesario ir introduciendo modificaciones en las estructuras de tarifas integrales y de acceso que procuren la coherencia entre ambas estructuras.

Se considera que las variaciones propuestas, proporcionan señales adecuadas para corregir las inconsistencias entre las tarifas integrales y de acceso. No obstante, una vez más se señala que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes. Esta Comisión considera que dicha metodología debe ser aditiva, esto es, aunque la estructura de tarifas integrales y de acceso muestre un único pago por el suministro y acceso, respectivamente, se debe garantizar la adición de los costes en el mismo, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

En este sentido, y como se ha señalado en el epígrafe 4.2.2.1 del presente informe (véase Gráfico 10), en un escenario de elegibilidad plena, las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de RD, salvo la tarifa de acceso 3.1A, se aproximan a los valores resultantes de aplicar la metodología de acceso de la CNE si se establecen como costes de acceso los implícitamente considerados por el MITYC a la hora de fijar las tarifas de acceso de la propuesta de RD, esto es, con un déficit inicial de acceso de 1.775 millones de €.

No obstante, si se consideraran a la hora de aplicar a la metodología de la CNE, la totalidad de costes de acceso, los precios medios resultantes serían superiores entre un 14% y un 26% a los establecidos en la propuesta de RD. Asimismo, cabe señalar que estas diferencias son decrecientes con el nivel de tensión, esto es, estas divergencias son más significativas para las tarifas de acceso de baja tensión que para las tarifas de acceso de alta tensión.

## **5 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES DEL SISTEMA PARA 2007**

### ***5.1 La retribución del transporte***

La determinación de la retribución de la actividad de transporte se basa en lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica. Para su cálculo es preciso establecer una serie de hipótesis sobre el valor de los parámetros que son relevantes para el cálculo de las tres partidas de costes que componen los ingresos de esta actividad: a) el coste acreditado al transporte (actualización del valor correspondiente a 1998), b) el coste por nuevas instalaciones puestas en servicio desde 1998 y c) el incentivo a la disponibilidad.

En la propuesta de Real Decreto de Tarifas 2007 que se informa la retribución de la actividad de transporte asciende a 1.089.499 miles de €, de los cuales 928.195 miles de € corresponden a REE, 64.697 miles de € corresponden al resto de empresas transportistas peninsulares sometidas al proceso de liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, y 96.607 miles de € corresponden a las empresas insulares y extrapeninsulares.

Al respecto, la cifra correspondiente a REE es ligeramente inferior a la cantidad calculada por esta Comisión en base a la última información recabada a tales efectos de la citada REE, resultando ser de 928.469 miles de €. Por tanto, la retribución total de la actividad de transporte debería ascender a 1.089.773 miles de €. Es preciso señalar que la diferencia existente entre la retribución del transporte que figura en la propuesta de Real Decreto que se informa y la calculada por esta Comisión, obedece a que el Ministerio ha tomado la cifra aportada previamente por esta Comisión, en la cuál se no se tuvieron en cuenta una serie de instalaciones de transporte que finalmente han sido consideradas en los cálculos. Dicha circunstancia viene a explicar la diferencia retributiva comentada. Por tanto, se estima necesario que se proceda a modificar la cifra de la retribución al transporte para 2007 correspondiente a REE.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se ha considerado, en estos cálculos, la retribución correspondiente a las

instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2006 desde el momento de su puesta en servicio, dado que a la fecha de realización del presente Informe se conoce, con carácter cierto para la mayoría de las instalaciones y con carácter muy aproximado para el resto, dichas fechas de puesta en servicio. Sin embargo, no se han considerado para su retribución las instalaciones previstas poner en servicio en el propio ejercicio tarifario de 2007, dado que, como esta Comisión ya ha manifestado en anteriores Informes de tarifas, es preciso instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la información declarada por las empresas transportistas, instrumentación que debe pasar necesariamente, como fuente imprescindible de contraste, por la previa aprobación y publicación en el B.O.E. por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, previo informe de esta Comisión, del Programa Anual de Instalaciones de la Red de Transporte de energía eléctrica para dicho ejercicio 2007.

En relación con la retribución a la actividad de transporte correspondiente a las empresas insulares y extrapeninsulares, esta Comisión no dispone en la actualidad de la información que permita validar la cantidad incluida en la propuesta de Real Decreto que se informa, desconociéndose, así mismo, los criterios utilizados para su determinación.

El Cuadro siguiente contiene el desglose, para cada empresa transportista peninsular, de la retribución calculada por esta Comisión para el total de los citados tres conceptos de costes contemplados en el referido Real Decreto 2819/1998. Los mismos se han calculado, por un lado, a partir de las Auditorias de las inversiones en instalaciones de transporte realizadas entre 1998 y 2004 y, por otro lado, a partir de la información suministrada por dichas empresas transportistas en relación con las inversiones en nuevas instalaciones de transporte realizadas en 2005 y 2006.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2007 según el R.D. 2819/1998  
(Miles de €)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>TOTAL</b>	<b>554.138</b>	<b>583.125</b>	<b>632.293</b>	<b>704.934</b>	<b>769.767</b>	<b>851.696</b>	<b>901.279</b>	<b>981.232</b>
<b>REE</b>	334.923	353.532	373.698	578.637	626.805	684.943	713.193	917.181
<b>INALTA</b>			1.261	104.114	108.573	122.604	127.281	0

<b>IB</b>	83.787	86.313	90.768	0	0	0	1.271	2.373
<b>VIESGO</b>	4.796	5.130	5.584	5.644	5.998	23	0	0
<b>UEF</b>	30.662	32.451	48.531	5.680	8.793	24.989	30.702	33.055
<b>HC</b>	3.525	3.663	3.668	6.369	7.731	8.909	8.224	8.298
<b>ENDESA</b>	96.445	102.036	108.783	4.490	11.867	10.228	20.608	20.325

Fuente: Elaboración Propia

De la retribución expuesta en el anterior Cuadro, un 63,36% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, un 35,01% corresponde a las nuevas inversiones desde 1998, considerando las instalaciones del 2006 desde su puesta en servicio, y un 1,63% corresponde al incentivo de disponibilidad.

Los parámetros macroeconómicos utilizados para estos cálculos han sido establecidos por la Dirección General de Política Energética y Minas y son los que figuran en el Cuadro siguiente.

**Parámetros para el cálculo de la retribución a la actividad de transporte**

<b>Parámetros</b>	<b>1999</b>	<b>2000</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
IPC	2,90%	4,00%	2,70%	4,00%	2,60%	3,20%	3,70%	2,50%	2,00%
X	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Y	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución	5,25%	3,94%	5,38%	5,25%	6,46%	5,62%	5,60%	4,89%	5,12%
Disponibilidad objetivo	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%	97,00%
K	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

Adicionalmente, y en base a lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, la retribución correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2006, desde el momento de su puesta en servicio, desglosado para cada empresa transportista peninsular, es el que se puede apreciar en el siguiente Cuadro:

**Retribución desde su puesta en  
servicio de instalaciones de 2006**

**(Miles de €)**

<b>TOTAL</b>	<b>11.934</b>
<b>REE</b>	11.288
<b>INALTA</b>	0
<b>IB</b>	3
<b>VIESGO</b>	0
<b>UEF</b>	577
<b>HC</b>	0
<b>ENDESA</b>	66

Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores, el artículo 7 del ya citado Real Decreto 1432/2002, establece como motivo de revisión, entre otros, que el **tipo de interés** resulte superior o inferior en 50 puntos básicos respecto al previsto. Para el año 2007 no se justifica la citada revisión retributiva dado que las variaciones de las tasas utilizadas para el cálculo de la retribución provisional del transporte para los años 2005 y 2006 no superan los 50 puntos básicos fijados.

Así mismo, en relación con la insuficiencia retributiva debida, en su caso, a las variaciones en las instalaciones finalmente puestas en servicio respecto a las declaradas por las empresas transportistas y a la variación del IPC definitivo respecto al previsto, esta Comisión entiende que, en base a lo establecido en el artículo 7 del Real Decreto 1432/2002, sobre aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, no cabe su consideración para posteriores ejercicios como “revisión de las previsiones de años anteriores”, y ello con independencia de que, tal y como establece el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, en el cálculo de la retribución del transporte de tales posteriores ejercicios se tome como base la cantidad finalmente resultante de considerar las instalaciones e IPC definitivos, y no la cantidad que figuraba en el Real Decreto de Tarifas correspondiente a dicho año.

Dado que el esfuerzo inversor de cada empresa ha sido muy distinto en los últimos años, se estima conveniente que en el Real Decreto de Tarifas para 2007 que finalmente se apruebe, deberían incluirse los porcentajes provisionales que, sobre la cantidad total, corresponde a cada una de las empresas transportistas, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de Liquidaciones.

En el Cuadro siguiente se recogen la cantidad total y los correspondientes porcentajes provisionales que corresponderían a cada una de las empresas transportistas peninsulares para el ejercicio 2007.

**Porcentajes de reparto por empresas peninsulares  
de la retribución al transporte en 2007**

	Miles de €	(%)
<b>TOTAL</b>	<b>993.166</b>	<b>100,000%</b>
REE	928.469	93,486%
INALTA	0	0,000%
IB	2.376	0,239%
VIESGO	0,00	0,000%
UEF	33.632	3,386%
HC	8.298	0,836%
ENDESA	20.391	2,053%

Fuente: Elaboración propia.

### 5.1.1 Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998

El coste acreditado a la actividad de transporte peninsular por inversiones anteriores a 1998 asciende para el año 2007 a 607.765 miles de €, de acuerdo con el desglose por empresa que se recoge en el Cuadro siguiente.

**Coste acreditado por instalaciones anteriores a 1998  
(Miles de €)**

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>TOTAL</b>	<b>532.377</b>	<b>541.428</b>	<b>557.673</b>	<b>568.827</b>	<b>583.616</b>	<b>601.708</b>	<b>613.141</b>	<b>621.725</b>

<b>REE</b>	322.473	327.954	337.794	471.536	483.796	498.113	507.577	611.408
<b>INALTA</b>	0	0	1189	88.496	90.797	93.611	95.390	0
<b>VIESGO</b>	4.706	4.784	4.930	5.029	5.160	0	0	0
<b>IB</b>	82.825	84.232	85.572	0	0	0	0	0
<b>UEF</b>	26.859	27.316	28.136	0	0	6001	6.115	6.201
<b>HC</b>	3.522	3.582	3.692	3.766	3.864	3.984	4.059	4.116
<b>ENDESA</b>	91.991	93.560	96.361	0	0	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

Este coste se obtiene, para cada año, actualizando con el IPC-X los costes acreditados para cada empresa transportista peninsular en el ejercicio de 1998 establecidos en el Real Decreto 2819/1998, siendo el IPC el definitivo hasta el año 2005 y el previsto para los años 2006 y 2007, y X un factor de eficiencia que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003. Conviene indicar en este punto, que en la fórmula de actualización dada en el Real Decreto 2819/1998 existe ya un primer error ya que, literalmente, para calcular, por ejemplo, el coste acreditado del año 1999, habría que actualizar la cantidad acreditada para el ejercicio 1998 con el IPC del año 1998 y el IPC del año 1999, lo cual es un absurdo desde el punto de vista económico. Al igual que se hizo en el cálculo tarifario de anteriores ejercicios, en este Informe no se ha considerado la actualización del IPC correspondiente al año 1998.

### 5.1.2 El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, incluye como concepto de retribución de la actividad de transporte los costes de inversión y de explotación correspondientes a las inversiones realizadas en nuevas instalaciones de transporte. Estas inversiones en nuevas instalaciones de transporte pueden acometerse por procedimientos concurrenciales o mediante autorización directa. En el primer caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones serán los que se deriven de las condiciones del concurso. En el segundo caso, los costes acreditados de las nuevas instalaciones se determinarán por aplicación de unos valores estándares en concepto de costes de inversión y de costes de explotación establecidos en el citado Real Decreto 2819/1998.

Hasta el momento, pese a las reiteradas recomendaciones de esta Comisión, todas las instalaciones de transporte puestas en funcionamiento desde la entrada en vigor del Real Decreto 2819/1998 se han adjudicado de forma directa. En consecuencia, los costes correspondientes a nuevas inversiones se obtienen por aplicación de los referidos valores estándares.

El siguiente Cuadro contiene la información de las unidades físicas correspondientes a las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento entre 1998 y 2006, de acuerdo con la información disponible. Al respecto, la información correspondiente a nuevas líneas, subestaciones y máquinas de potencia (transformadores, reactancias y condensadores) de los ejercicios 1998 a 2004 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las relativas al año 2005 serán provisionales hasta que se presente, por parte de todas las empresas transportistas, las Auditorías correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2006 se corresponden con las previsiones de puesta en servicio de cada empresa.

La experiencia de los anteriores ejercicios tarifarios, en el que se declararon por parte de las empresas transportistas instalaciones que finalmente no entraron en servicio, invita a que se cuestione seriamente esta última información y, como consecuencia, se hace necesario instrumentar un procedimiento que garantice la bondad de la misma.

Igualmente, se considera oportuno involucrar al Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte en la confección y validación de dicha información ya que éste es el responsable último del desarrollo de la red de transporte, por lo cual debe garantizarse su independencia respecto de la función que realiza REE como transportista.

#### Altas de instalaciones de transporte

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Total líneas (km circuito)</b>	<b>139,4</b>	<b>395,0</b>	<b>569,9</b>	<b>902,6</b>	<b>578,0</b>	<b>244,0</b>	<b>95,7</b>	<b>299,0</b>
<b>Líneas aéreas (km circuito)</b>	<b>133,2</b>	<b>394,3</b>	<b>530,9</b>	<b>876,9</b>	<b>526,8</b>	<b>221,0</b>	<b>66,9</b>	<b>259,7</b>
Líneas 220 kV	133,2	14,6	272,1	175,1	42,8	76,0	63,4	189,4
Líneas 400 kV	0	379,7	258,8	701,8	484,0	145,0	3,5	70,3
<b>Líneas subterr. (km circuito)</b>	<b>6,2</b>	<b>0,7</b>	<b>39</b>	<b>25,7</b>	<b>51,2</b>	<b>23,0</b>	<b>28,7</b>	<b>39,3</b>
Líneas 220 kV	6,2	0,7	39	25,7	51,2	23,0	28,7	39,28
Líneas 400 kV	0	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0
<b>Posiciones subestación (nº)</b>	<b>28</b>	<b>39</b>	<b>109</b>	<b>198</b>	<b>105</b>	<b>196</b>	<b>151</b>	<b>151</b>

Posiciones 220 kV	24	18	77	141	67	145	127	104
Posiciones 400 kV	4	21	32	57	38	51	24	47
<b>Transformadores (MVA)</b>	<b>925</b>	<b>1.700</b>	<b>600</b>	<b>2.250</b>	<b>4.650</b>	<b>4.950</b>	<b>3.150</b>	<b>1.800</b>
400/220 kV	925	800	600	1.800	4.650	3.600	1.800	1.800
400/132 kV	0	900	0	450	0	1.350	1.350	0
<b>Reactancias (MVar)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>	<b>450</b>	<b>900</b>	<b>600</b>	<b>300</b>
<b>Condensadores (MVar)</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>400</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>0</b>	<b>200</b>

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte peninsular por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa ascienden a 343.476 miles de € en el año 2007, de los cuales 13.139 miles de € corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.396 miles de € a las realizadas en 1999, 16.657 miles de € a las realizadas en 2000, 36.101 miles de € a las realizadas en 2001, 64.352 miles de € a las realizadas en 2002, 40.142 miles de € a las realizadas en 2003, 55.809 miles de € a las realizadas en 2004, 39.096 miles de € a las realizadas en 2005 y 69.786 miles de € a las realizadas en 2006.

En el siguiente Cuadro se puede apreciar, para cada empresa transportista peninsular, la evolución de los costes de transporte por las nuevas inversiones adjudicadas de forma directa desde el año 1999 al año 2007. Es preciso señalar que en dichos cálculos se han tenido en cuenta todas las transmisiones de instalaciones llevadas a cabo hasta el ejercicio 2006.

Costes por nuevas inversiones según el R.D. 2819/1998

(Miles de €)

	1.999	2.000	2.001	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007
<b>TOTAL</b>	<b>10.923</b>	<b>18.951</b>	<b>33.984</b>	<b>70.427</b>	<b>130.342</b>	<b>176.726</b>	<b>243.184</b>	<b>293.509</b>	<b>343.476</b>
REE	6.631	9.643	20.943	34.268	102.017	135.441	167.589	201.218	290.160
INALTA	0	0	0	68	15.157	16.452	25.510	32.159	0
IB	622	962	2.080	4.924	0	0	3.122	5.722	2.373
VIESGO	0	89	199	569	471	719	734	0	0
UEF	116	3.802	4.624	19.750	5.581	8.584	16.351	25.570	26.854
HC	0	0	0	0	2.626	3.661	5.095	4.879	3.996
ENDESA	3.554	4.454	6.138	10.847	4.490	11.867	24.784	23.961	20.093

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones directas se calculan como suma de dos componentes: costes de inversión (C.I.) y costes de explotación (C.E.).

Los costes de inversión, en la redacción actual del Real Decreto 2819/1998, se obtienen como la suma de dos anualidades: una en concepto de amortización de los activos y otra en concepto de retribución de los mismos. Una vez puestas en servicio las instalaciones, se calculan la amortización y la retribución del primer año. La amortización se determina dividiendo el valor de la inversión por la vida útil (40 años para líneas, subestaciones y máquinas; 14 años para los despachos de maniobra). La retribución se calcula aplicando una tasa monetaria, el MIBOR a 3 meses +1% hasta el año 2002 y, a partir del año 2003, la media anual de los bonos del Estado a 10 años +1,5%, al valor de la inversión. El coste de inversión desde el segundo año hasta el final de la vida útil se establece actualizando la anualidad del primer año con el IPC-Y, que toma el valor de 1 hasta el año 2002 y 0,6 a partir del año 2003.

Este procedimiento de remuneración da lugar a unos flujos de ingresos cuyo Valor Actualizado Neto (VAN) supera con creces al valor estándar de las inversiones en el momento de su entrada en servicio. Al aplicarse el mecanismo de retribución de las nuevas inversiones establecido en el Real Decreto 2819/1998, las empresas transportistas recuperan al final de la vida útil de estos activos un valor muy superior al reconocido como costes estándares. Esto se debe a que se está utilizando una tasa monetaria, en vez de una tasa real, para retribuir dichas instalaciones, y a que no se tiene en cuenta que el valor de los activos decrece con el tiempo en la medida en que se van amortizando. Por el contrario, si se utilizase una tasa real de retribución y se tuviera en cuenta el decremento del valor neto de los activos, se obtendría un flujo de ingresos que permitiría recuperar el valor estándar de los mismos en el momento de su puesta en servicio. Las siguientes modificaciones en la definición de los costes de inversión del Real Decreto 2819/1998, tal y como ya se planteó en todos los anteriores Informes de esta Comisión sobre las tarifas para los pasados ejercicios, permitirían alcanzar el resultado mencionado.

$$CI_n = A_n + R_n$$

$$A_n = A_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$A_1 = \frac{VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1)}{Vu}$$

$$R_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) \times Tr_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$R_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) \times Tr_1$$

$$VAIN_n = VAIN_{n-1} \times (1 + IPC_n - Y_n) - A_n \quad \forall n = 2, \dots, Vu$$

$$VAIN_1 = VAI_0 \times (1 + 0.75 \times IPC_1) - A_1$$

donde:

CI: coste de inversión

A: amortización

R: retribución

VAI: valor inversión

VAIN: Valor Neto Inversión

Tr: tasa real

Vu: vida útil

En resumen, el tratamiento retributivo implícito en el Real Decreto 2819/1998 de las nuevas inversiones autorizadas de forma directa, da lugar a una remuneración a las empresas que acometan dichas inversiones muy superior a la necesaria para recuperar el valor estándar de las instalaciones puestas en servicio.

Esto se corregiría parcialmente con las modificaciones que se han propuesto anteriormente, pero no resolvería el problema por completo. En este sentido conviene recordar que la retribución por nuevas inversiones se une a la correspondiente a los activos existentes hasta el 31 de diciembre de 1997, que en la terminología del reiterado Real Decreto se conoce como coste acreditado a la actividad de transporte en 1998. Estos costes se actualizan cada año con el IPC-X y dan lugar a la retribución anual por este concepto.

Aquí, de nuevo, la retribución del transporte se ve sobrevalorada, debido a que, si bien se añaden a la bolsa inicial de 1998 actualizada los costes por nuevas inversiones, no se

detraen, sin embargo, los correspondientes a las instalaciones que son objeto de cierre o que han agotado su vida útil.

El artículo 8 del Real Decreto 2819/1998 establece que el procedimiento de cálculo del coste acreditado de las instalaciones objeto de cierre, será similar al utilizado para el cálculo de los costes acreditados a las nuevas inversiones autorizadas de forma directa. Cabría entender que dicha similitud conlleva considerar la instalación objeto de cierre como si fuera nueva, es decir, que se valoraría ésta a coste de reposición, aunque en buena lógica se debería valorar al coste que actualmente tiene dicha instalación para el Sistema. Con esta interpretación se estaría sobrevalorando el coste acreditado a dichas instalaciones objeto de cierre. Tampoco queda claro cuál es el fin último de dicho cálculo. Si se interpreta que debe descontarse el coste de las instalaciones objeto de cierre para determinar la retribución del transporte, los datos incluidos en la propuesta de Real Decreto que se informa deben tomarse como provisionales.

Análogamente, deberían descontarse los costes de inversión de aquellas instalaciones que, habiendo superado la vida útil, siguen en funcionamiento, debiéndoseles reconocer exclusivamente a efectos retributivos los costes de operación y mantenimiento y, en su caso, los costes de alargamiento de vida.

Mención especial requieren las instalaciones que han sido objeto de cesión por parte de terceros a las empresas transportistas y que éstas declaran para la retribución como instalaciones puestas en funcionamiento en el año de la cesión. Conforme lo que establece el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, a dichas instalaciones cedidas únicamente se les deben reconocer, en su caso, los costes de operación y mantenimiento, lo cual ha sido debidamente tenido en cuenta en los cálculos realizados por esta Comisión.

Por otro lado, las empresas transportistas han manifestado en repetidas ocasiones la necesidad de incluir en el Real Decreto 2819/1998 determinados costes unitarios que no están actualmente contemplados como, por ejemplo, los costes de inversión en baterías de condensadores y los costes de operación y mantenimiento de baterías de condensadores, transformadores y reactancias, así como la necesidad de actualizar

algunos otros costes unitarios que se han incrementado sensiblemente en los últimos años. A este respecto, y en base a los cálculos realizados en esta Comisión, se ha constatado que existen diferencias significativas entre los valores unitarios de inversión reconocidos a las diversas instalaciones de la red de transporte y los valores reales de las mismas obtenidos de las auditorias de inversiones presentadas por las empresas transportistas, motivo por el cual cobra especial relevancia la urgente revisión de los valores unitarios de inversión establecidos en el citado Real Decreto. En este sentido, cabe destacar que los valores unitarios de inversión de las líneas eléctricas aéreas de 400 kV se encuentran sobrevalorados respecto al coste real de estas instalaciones. A su vez, los valores unitarios de inversión de las líneas aéreas de 220 kV están infravalorados respecto al coste real de las mismas. Respecto a los costes unitarios de inversión de los cables subterráneos de tensión igual a 220 kV, los mismos están sobrevalorados respecto a sus costes reales, así como los valores unitarios de inversión de las posiciones tanto convencionales como blindadas. Por su parte, también se encuentran sobrevalorados los valores unitarios de inversión de los transformadores.

Asimismo, debería procederse a la urgente revisión de los valores unitarios de operación y mantenimiento establecidos en el Real Decreto 2819/1998 para las distintas instalaciones de transporte pues, en función de los cálculos realizados en esta Comisión, la mayoría de los mismos se encuentran por encima de los costes realmente incurridos, destacando el correspondiente a las posiciones blindadas, cuyo coste real de operación y mantenimiento es insignificante respecto al de las posiciones convencionales y, sin embargo, son retribuidos de igual manera de acuerdo con el Real Decreto 2819/1998.

Por todo ello, esta Comisión estima pertinente recabar de las empresas transportistas, mediante Circular, la información necesaria para la modificación de los distintos costes unitarios, tanto de inversión como de operación y mantenimiento, establecidos en el reiterado Real Decreto 2819/1998, así como para el establecimiento de los costes unitarios no contemplados en el mismo.

En conclusión, la regulación económica de la actividad de transporte que se establece en el Real Decreto 2819/1998, tiene como resultado un exceso retributivo de dicha actividad, por cuanto se reconocen los costes de las nuevas inversiones de manera sobrevalorada,

y no se tiene en cuenta el cierre de instalaciones o la existencia de instalaciones que siguen en funcionamiento aunque hayan superado la vida útil. Todas estas consideraciones llevan a proponer, tal y como ya se manifestó en los informes sobre las tarifas de años anteriores y en los informes sobre las sucesivas propuestas de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se fijan de manera provisional, o definitiva, las cantidades correspondientes a la actividad de transporte, una revisión que debería, al menos, abordar: 1) la corrección de la fórmula de actualización de la retribución correspondiente a las instalaciones a 31 de diciembre de 1997; 2) la corrección de las fórmulas de cálculo de la retribución de las nuevas instalaciones puestas en servicio desde el año 1998; 3) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones objeto de cierre, ya sea dicho cierre motivado por necesidades del Sistema (por ejemplo, por insuficiente potencia de cortocircuito) o por decisión de la empresa transportista (por ejemplo, acuerdos para pasar una línea aérea a subterránea); 4) el tratamiento económico a establecer para las instalaciones que siguen en funcionamiento aún habiendo agotado su vida útil; 5) el tratamiento económico a establecer para aquellas instalaciones que, habiendo sido declaradas por las empresas transportistas, de acuerdo con sus previsiones de puesta en servicio, a efectos del cálculo de la tarifa del siguiente ejercicio, finalmente no han entrado en explotación; 6) la modificación de la fórmula de cálculo del incentivo a la disponibilidad, 7) el tratamiento económico a establecer ante el uso de determinadas instalaciones eléctricas de transporte, financiadas por los consumidores de energía eléctrica vía las tarifas y/o los peajes, para otras actividades distintas de la eléctrica y 8) la revisión de los valores unitarios a reconocer a las diversas instalaciones de la red de transporte, así como los costes de operación y mantenimiento de las mismas.

Por último, tal y como han manifestado algunas empresas transportistas en relación con las instalaciones de transporte que se tuvieron en cuenta para fijar las cantidades correspondientes a la actividad de transporte peninsular para el año 1998 (coste acreditado al transporte), se observa que en algunas instalaciones multipropiedad el porcentaje total de participación supera, o no llega, al 100%, y que las reactancias sólo se tuvieron en cuenta para REE, teniéndose constancia de la existencia de reactancias propiedad de otras empresas transportistas.

### 5.1.3 Incentivo a la disponibilidad

Las empresas transportistas pueden obtener una prima, o una penalización, en su retribución para la actividad de transporte en función de los índices de disponibilidad de sus instalaciones, según lo establecido en el Real Decreto 2819/1998. Esta prima se calcula como un porcentaje de los costes acreditados correspondientes a todas las instalaciones, nuevas y antiguas, siendo tanto mayor cuanto mayor sea la disponibilidad real de las instalaciones respecto a una que se fija como objetivo. En concreto, las expresiones del Real Decreto 2819/1998 son las siguientes:

$$ID_{in-1} = d_{in-1} \times (TR_{1998in-1} + IINT_{in-1})$$

$$d_{in-1} = k(dr_{in-1} / do_{in-1} - 1)$$

Dicha formulación no es correcta desde el punto de vista de esta Comisión ya que, literalmente, la prima a cobrar en el ejercicio "n" se calcula en función de la disponibilidad alcanzada en dicho ejercicio "n", la cual no es conocida hasta que dicho ejercicio finaliza. Considerando que la prima a cobrar en el ejercicio "n" debe calcularse en función de la disponibilidad del ejercicio "n-1", surge la duda de si la misma debe aplicarse al coste acreditado a las instalaciones, nuevas y antiguas, del ejercicio "n-1" o del "n". En el presente informe se ha considerado esta última opción.

Hasta el momento, no se han determinado los valores y fórmulas de cálculo que permitan obtener este incentivo a la disponibilidad, en concreto, no se ha especificado cómo determinar k,  $d_r$  y  $d_o$ . No obstante, del artículo 26 del Real Decreto 1955/2000, sobre *Calidad global*, puede concluirse que el valor de  $d_o$  queda fijado en el 0,97, que ha sido el considerado en el presente Informe, y que el valor de  $d_r$  se calcula de la siguiente manera:

$$d_r = 1 - II$$

donde II es el índice de indisponibilidad que se define de la siguiente forma:

$$II = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \times PN_i}{T \sum_{i=1}^n PN_i}$$

siendo:

- $t_i$ : tiempo de indisponibilidad de cada circuito, transformador y elemento de control de potencia activa o reactiva (horas)
- $n$ : nº total de circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva de la red de transporte.
- $T$ : duración de período de estudio (horas)
- $PN_i$ : Potencia nominal de los circuitos, transformadores y elementos de control de potencia activa o reactiva

La anterior formulación puede valorarse, al menos, como de poco rigurosa. Así, por ejemplo, se da el mismo peso relativo a un transformador que a una línea de 10 km, o que de 100 km, cuando la realidad indica que las tasas de fallo de unos y otros elementos no son equiparables. Por tanto, esta Comisión entiende que dicha formulación debería ser modificada y, además, que el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte debería proponer unos umbrales de disponibilidad de las instalaciones, a nivel individual, que sean función de los fallos observados en los últimos ejercicios para cada tipo de instalación que configura la Red de Transporte, ello con la finalidad última de que el incumplimiento de la disponibilidad de cada instalación individual tuviese consecuencias retributivas para dicha instalación.

Por otro lado, la definición de objetivos de disponibilidad debería asentarse sobre un conjunto de criterios que permitan contrastar las bondades del mecanismo de incentivos propuesto. En este sentido resulta necesario observar, tal y como ya ha manifestado esta Comisión en anteriores informes, los siguientes principios:

- El incentivo a la disponibilidad debería estar asociado a la base de datos de disponibilidades de todas las instalaciones de transporte convenientemente auditada, además de a cuanta otra información sobre la materia sea relevante.

- El incentivo a la disponibilidad debería estar ligado con las actuaciones acometidas por las empresas de transporte tendentes a mejorarla de un año a otro, así como a los costes evitados al sistema al llevar a cabo dichas actuaciones.

Al hilo de lo anterior, la información que finalmente se ha utilizado y que ha servido de base para el cálculo del incentivo a la disponibilidad de cada una de las empresas transportistas peninsulares, es la que ha remitido el Operador del Sistema y Gestor de la Red de Transporte. Cabe destacar que dicha información es incompleta al comprender únicamente el período de enero a julio de 2006. Por tanto, nuevamente, los valores obtenidos deben considerarse como provisionales.

El Cuadro siguiente recoge los valores obtenidos por este concepto para cada empresa transportista peninsular.

<b>Incentivo disponibilidad (periodo ENERO-JULIO 2006)</b>			
	<b>Ir (%)</b>	<b>Dr (%)</b>	<b>miles de €</b>
<b>REE</b>	1,34%	98,66%	13.248
<b>INALTA (*)</b>	1,20%	98,80%	2.365
<b>IB</b>	--	--	
<b>VIESGO</b>	--	--	
<b>UEF</b>	4,35%	95,65%	0
<b>HC</b>	0,77%	99,23%	186
<b>ENDESA</b>	1,88%	98,12%	232

Fuente: REE

(\*) La cantidad reconocida a INALTA por disponibilidad ha sido considerada a REE.

<b>Parámetros</b>	
Disponibilidad objetivo	97,00%
K	1
T (horas)	8.784

Fuente: Elaboración propia.

## **5.2 La retribución de la distribución**

### **5.2.1 Antecedentes**

El Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, establece en su artículo 20 la fórmula de actualización de la retribución global de la actividad de distribución de energía eléctrica, una vez descontados los llamados otros ingresos, correspondiente a las empresas distribuidoras sujetas a las liquidaciones establecidas en el Real Decreto 2017/1997. Dicho mecanismo de actualización de la retribución global de la actividad de distribución ya aparecía recogido en el propio Real Decreto 2017/1997.

Dicha fórmula actualiza anualmente el coste reconocido a esta actividad regulada en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual al 1%, y del incremento previsto de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4. En otras palabras, la retribución de la actividad de distribución no podrá crecer con la demanda más de un 0,4 del crecimiento de ésta.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 establece en su Anexo el mecanismo de transición entre la asignación por el anterior marco regulatorio de los costes acreditados para realizar la actividad de distribución a 31 de diciembre de 1997 de los sujetos a los que les era de aplicación el Real Decreto 1538/1987, y la asignación de dicho importe aplicando los porcentajes de reparto que se derivan del modelo que caracteriza la red de referencia de distribución según las zonas.

Dicho mecanismo establece que el peso de la cantidad a repartir por aplicación del anterior marco regulatorio se reduzca anualmente en un 6,22%, asignando dicha cantidad más la derivada de la actualización anual de la retribución, a la cantidad a repartir por aplicación del referido modelo de red de referencia.

Así mismo, también figuran en el Anexo de la citada Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, los porcentajes de asignación específicos según el modelo de red de referencia aplicables a los años 1998 y 1999.

Cabe destacar, igualmente, que la normativa regulatoria vigente no especifica el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, ni la fórmula de actualización de la retribución, ni el parámetro corrector del IPC, explícitamente 1% para la distribución según los referidos Real Decreto 2017/1997 y Real Decreto 2819/1998, ni el factor de eficiencia. Tampoco se conocen los criterios que justifican la determinación del parámetro corrector del IPC y del factor de eficiencia, a pesar de la sensibilidad que presenta el coste reconocido a la distribución a distintos valores de dichos parámetros.

Sin embargo, pese a las carencias señaladas en los párrafos anteriores, entiende esta Comisión que se han comenzado a dar los pasos necesarios para poder acometer la reforma del marco normativo de la actividad de distribución, máxime si se tiene en cuenta que, a lo largo del año 2006, ha sido aportada la información solicitada por esta Comisión a las empresas distribuidoras a través de la Circular 1/2006, en desarrollo de la Orden ITC/2670/2005 de 3 de agosto, por la que se determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de nueva metodología de retribución a la distribución.

Los datos, tanto técnicos como económicos, aportados a través de la citada Circular 1/2006, así como el resto de herramientas regulatorias de que se ha dotado esta Comisión, van a permitir, en un futuro inmediato, un tratamiento homogéneo de todas las empresas distribuidoras sujetas, hoy por hoy, al proceso de liquidaciones.

Faltaría por desarrollar, a juicio de esta Comisión, un Real Decreto que venga a modificar a los actuales Reales Decretos 2819/1998, de 23 de diciembre, y 1955/2000, de 1 de diciembre, en el que se estableciera tanto las obligaciones de las empresas distribuidoras, como la retribución correspondiente a cada una de ellas y su evolución en los siguientes ejercicios, así como los objetivos para la reducción de pérdidas y para la mejora de la calidad de servicio. Así mismo, y para completar adecuadamente la regulación sobre la materia, se estima precisa una norma, con carácter de Ley, que venga a transponer adecuadamente la figura del gestor de la red de distribución de acuerdo con la normativa comunitaria.

## 5.2.2 La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista.

De acuerdo con la información obrante en esta Comisión, no procede incorporar en la tarifa 2007 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución por este concepto ni por el ejercicio 2005, ni por el ejercicio 2006.

## 5.2.3 La retribución de la distribución para el año 2007

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de distribución a considerar para la tarifa 2007, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

IPC previsto	2%
$\Delta$ demanda previsto	3,55%
Factor de eficiencia	0,3
<b>Actualizador</b>	<b>1,02076</b>

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de distribución para 2007, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación, alquiler de aparatos de medida y otros, contenidos en la propuesta de Real Decreto que se informa.

### Retribución a la distribución propuesta para el año 2007

	<b>Retribución 2006 (miles de €)</b>	<b>Propuesta 2007 (miles de €)</b>
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	3.016.720	3.571.093
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 <sup>a</sup> )	259.377	283.382
Margen distribuidoras D.T. 11 <sup>a</sup>	174.900	178.530
Calidad del Servicio	90.000	90.000
Estrategia de ahorro y eficiencia energética (*)	173.460	173.760
Proyectos pilotos de servicios de gestión de la demanda en los mercados gestionados por el OS	-	3.000
<b>Total Distribución</b>	<b>3.714.457</b>	<b>4.229.765</b>

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

(\*) Esta partida no se incluía en el RD de Tarifas 2006 dentro de la actividad de distribución

De la simple observación del anterior Cuadro queda claro que las partidas correspondientes a la retribución de las empresas distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) y de las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11<sup>a</sup>) no evolucionan de acuerdo con el actualizador anteriormente indicado. Al respecto, dicho incremento retributivo contenido en la propuesta de Real Decreto que se informa para tales empresas distribuidoras, se valora positivamente por parte de esta Comisión, puesto que supone un primer paso hacia el reconocimiento a las mismas del nivel retributivo que les debiera corresponder sobre la base del incremento de obligaciones que a las mismas se les ha impuesto como consecuencia de los nuevos desarrollos normativos y de los nuevos requerimientos de calidad establecidos en el ANEXO VIII de la propuesta de Real decreto que se informa. Adicionalmente, debe tenerse en cuenta que la actualización de la retribución para tales empresas distribuidoras se ha venido estableciendo, en los sucesivos ejercicios desde 1998, en base a los valores previstos de IPC y de incremento de la demanda, en lugar de establecerse en base a los valores reales de los mismos. Más aún, los cálculos efectuados hasta la fecha por esta Comisión a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación) y las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11<sup>a</sup>) en cumplimiento de la Circular 1/2006 de la CNE, aplicando la nueva metodología de retribución que se ha venido desarrollando en la CNE, dan como resultado un incremento de retribución para tales empresas en línea con el incremento retributivo contenido en la propuesta de Real Decreto que se informa. El reconocimiento de dicho incremento

retributivo permitirá, sin duda alguna, una mejor y más rápida implementación de la nueva metodología retributiva remitida por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicha propuesta metodológica trata de sustentarse en principios de buena regulación, basándose en que el regulador adquiera un profundo conocimiento de la realidad económica de las empresas distribuidoras en base a una información regulatoria de costes, cuya estructura queda fijada por el regulador, permitiendo conocer en cada momento la marcha económica de las mismas. Para completar este seguimiento de carácter económico, que posibilita la comprobación de la eficiencia económica de las empresas distribuidoras, se utilizará una herramienta de carácter técnico para buscar, también, la eficiencia técnica de las mismas. Y ello, aún aplicando los mismos criterios para todas las empresas, de manera individualizada para cada una de ellas, de modo que la retribución de cada una evolucione de acuerdo a su propia realidad sin que, como ocurre hasta ahora, al tener que repartir una bolsa retributiva única, un aumento de retribución para unas, signifique una disminución para las otras. Por todo lo anterior, esta Comisión entiende preciso que, de manera inmediata tras la aprobación, en su caso, del Real Decreto que se informa, se proceda a la elaboración de un nuevo Real Decreto de retribución de la actividad de distribución, basado en la reiterada propuesta metodológica, que venga a modificar el actual Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre.

En el ANEXO VII de la propuesta de Real Decreto que se informa se recoge la retribución reconocida a cada una de las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación. Al respecto, la retribución reconocida a Fuerzas Eléctricas de Valencia, S.A., 133 miles de €, y a Solanar Distribuidora Eléctrica, S.L., 111 miles de €, se ha obtenido por aplicación del ya referido factor actualizador a la retribución reconocida a las mismas en el Real Decreto de Tarifas para 2006. No obstante, es preciso señalar que la retribución inicial reconocida en su día a tales empresas, se determinó en base a los costes de inversión de las instalaciones de distribución ejecutadas por las mismas, y en los costes de operación y mantenimiento asociados a todas las instalaciones de distribución por ellas gestionadas (tanto las ejecutadas por ellas mismas como las ejecutadas y cedidas por terceros), cálculo que, en síntesis, es similar al contenido en la propuesta metodológica elaborada por esta Comisión.

En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, esto es, 178.530 miles de €, la misma se ha obtenido por aplicación del reiterado factor actualizador a la retribución reconocida a las mismas en el Real Decreto de Tarifas de 2006. Dicha retribución debe entenderse, en todo caso, como provisional en tanto se establece, e implementa, para dicho colectivo de empresas una nueva metodología retributiva, más simple que la diseñada para las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones, pero basada en los mismos principios regulatorios.

#### **5.2.4 Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución**

El artículo 17 del Real Decreto 2819/1998 señala que el Ministerio establecerá un mecanismo para incentivar la mejora de la calidad de suministro, tomando en consideración las cantidades que a estos efectos se determinen en la norma por la que se aprueben las tarifas eléctricas de cada año.

Así, el artículo 4 del Real Decreto 1802/2003, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2004, incorporó una partida que no podía superar los 50.000 miles de €, destinados a realizar inversiones en instalaciones para mejorar la calidad de servicio. Dicha partida, se vio incrementada para el año 2005 hasta los 80.000 miles de €, y para el año 2006 hasta los 90.000 miles de €, incluyéndose dentro de esta última cantidad 10.000 miles de €, destinados a planes de limpieza de la vegetación de los márgenes por donde discurren las líneas eléctricas de distribución. En la propuesta de Real Decreto que se informa se mantiene dicha última partida de 90.000 miles de €, de los cuales, al igual que el año anterior, 10.000 miles de € están destinados a planes de limpieza de la vegetación de los márgenes por donde discurren las líneas eléctricas de distribución. Es preciso señalar que en la partida de 90.000 miles de € establecida para el ejercicio 2006 y propuesta para el ejercicio 2007, deben quedar incluidas las actuaciones encaminadas al cumplimiento de los requisitos obligatorios de control de tensión exigibles a las empresas distribuidoras respecto a los puntos frontera transporte-distribución.

Esta Comisión se reitera en que la existencia de este incentivo, en los términos en los que actualmente se encuentra establecido, debe tener un horizonte temporal limitado, puesto que su existencia puede distorsionar los planes de inversión y de mantenimiento de las empresas, llegando a incentivar a las empresas a invertir menos en aquellas zonas con una deficiente calidad de servicio, a la espera de poder acogerse, en dichas zonas, a los Planes de Calidad cofinanciados por la tarifa, lo que iría en contra de lo que se persigue con dicha partida. Es por ello que se aconseja que este sea el último año de existencia de dicho incentivo en los términos en los que actualmente se encuentra formulado, circunscribiendo el mismo a lo que se establezca como incentivo a la mejora en la calidad de servicio en el nuevo marco normativo para la actividad de distribución.

Además, permitir aplicar los importes reconocidos a esta partida de planes de mejora de la calidad a labores ordinarias de la empresa como puede ser planes de limpieza de la vegetación de los márgenes por donde discurren las líneas eléctricas de distribución introduce una distorsión en la propia operativa de gestión de las compañías, puesto que atendiendo a la existencia de dicha partida las compañías pueden adelantar sus planes de tala en función de la posibilidad de percepción de dicho incentivo, en lugar de realizarlas en los momentos económica y técnicamente óptimos.

### **5.2.5 Comentarios al Anexo II de la propuesta de Real Decreto (alquileres)**

En el ANEXO II de la propuesta de Real Decreto que se informa, se recogen los precios de los alquileres de los equipos de medida y control a partir del 1 de enero de 2007, considerando en los mismos, no sólo el precio del propio equipo sino también los costes asociados a su instalación y verificación así como a la operación y mantenimiento. Dichos precios son idénticos a los precios vigentes, lo cual se entiende adecuado por esta Comisión, más teniendo en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional vigésima segunda de la propuesta de Real Decreto que se informa, se prevé la sustitución a nivel nacional de los actuales equipos por otros que permitan la discriminación horaria de las medidas y la telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratada de 15 kW.

Al respecto de los precios de los alquileres de los equipos de medida y control, la propuesta de metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, parte, como ya se ha indicado, de una información regulatoria de costes que abarca todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentra el servicio de alquiler de tales equipos. Una vez implementada la citada metodología, se dispondrá de la información necesaria para establecer los costes a reconocer a las empresas distribuidoras por el ejercicio de todas y cada una de las funciones por ellas ejercidas, garantizándose de este modo no sólo una retribución adecuada para cada una de las empresas distribuidoras, sino también una asignación de costes que garantice la no transferencia de rentas entre unas funciones y otras, o entre consumidores.

### **5.2.6 Comentarios al Anexo III de la propuesta de Real Decreto (acometidas)**

En el ANEXO III de la propuesta de Real Decreto que se informa, se recogen las cantidades a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación a partir del 1 de enero de 2007. Dichas cantidades vienen a suponer un incremento del 2,5% respecto a las vigentes. Al respecto, caben en este punto los mismos comentarios que los realizados en el apartado anterior en cuanto a la necesidad de implementar una información regulatoria de costes que abarque todas las funciones englobadas en la actividad de distribución, entre las que se encuentran las relativas a la atención a nuevos suministros o a la ampliación de potencia de los ya existentes. Esta necesidad, a juicio de esta Comisión, ha sido recogida de manera satisfactoria no solo por la Orden ITC/2670/2005, de 3 de agosto, por la que se determina la información que los distribuidores de energía eléctrica deben remitir a la Comisión Nacional de Energía para la elaboración de una propuesta de nueva metodología de retribución a la distribución, que a su vez habilitó a esta Comisión a emitir la ya comentada Circular 1/2006, sino también por el mandato explícito que se realiza a esta Comisión, en relación con las acometidas, en la Disposición adicional duodécima de la propuesta de Real Decreto que se informa.

Como cuestión de detalle, y en virtud de lo dispuesto en el Artículo segundo.Ocho del Real decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, la letra c) de este ANEXO III debería redactarse del siguiente modo: “c) *Derechos de enganche y derechos por actuaciones en los equipos de medida y control*”.

### **5.2.7 Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (pérdidas)**

En el ANEXO IV de la propuesta de Real Decreto que se informa, se establecen los distintos coeficientes de pérdidas para traspasar la energía suministrada a los consumidores a tarifa y cualificados en sus contadores a energía suministrada en barras de central, a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, sobre liquidaciones, y en el Real Decreto 2019/1997, sobre el mercado de producción. Dichos coeficientes de pérdidas son idénticos a los establecidos para los años 2004, 2005 y 2006. Al respecto, esta Comisión entiende oportuno el mantenimiento de tales coeficientes de pérdidas durante un periodo de cuatro a cinco años, en aras a dar una estabilidad que incentive a las empresas distribuidoras a realizar acciones para la mejora de las pérdidas en las redes.

Con independencia de lo anterior, esta Comisión insiste en que sería más adecuado establecer unos coeficientes de pérdidas zonales, de forma que se reconociesen las distintas características de los mercados y de las producciones en cada una de las zonas de distribución, permitiendo de este modo el envío de señales a los distintos agentes. Estos coeficientes de pérdidas zonales que, como se ha dicho anteriormente, deberían mantenerse constantes durante cuatro o cinco años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de las pérdidas, se irían ajustando en las sucesivas revisiones hacia los valores obtenidos por aplicación de un modelo de red de referencia, transfiriendo de este modo a los consumidores los beneficios derivados de tales disminuciones de pérdidas. De otro modo, se penaliza o se beneficia, según cada caso, a las empresas distribuidoras por el mero hecho de que las características de sus mercados y de las producciones en sus zonas, se aparten en más o en menos de la media, lo cual no es coherente e introduce señales ineficientes a la inversión y a la operación de las redes. En este sentido la ya referida propuesta de

metodología de retribución de la actividad de distribución elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, reconoce un nivel de pérdidas específico para cada una de las empresas distribuidoras, estableciendo los incentivos indicados anteriormente.

### **5.2.8 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997**

En el año 2007 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, por los descuentos a sus clientes por interrumpibilidad, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos por clientes cualificados conectados a sus redes.

De acuerdo con la información disponible en esta Comisión, y considerando el saldo actual de la cuenta abierta a tales efectos, se considera adecuado el importe contenido para esta partida en la propuesta de Real Decreto que se informa, esto es, 14.800 miles de €.

En relación con la compensación por pérdida de ingresos por consumidores cualificados, esta Comisión entiende aconsejable proceder a la modificación de la Resolución de la DGPEM de 22 de marzo de 2002 por la que se establece el método de cálculo de la misma. En la actualidad dicha compensación se establece cliente a cliente lo cual, teniendo en cuenta la plena elegibilidad de que goza el sistema eléctrico español, provoca que los cálculos sean cada vez más complejos, por lo que, a la mayor brevedad posible, se elevará por parte de esta comisión una propuesta de modificación de dicha Resolución por la que se venga a garantizar el margen global de la empresa.

## **5.3 *La retribución de la gestión comercial***

### **5.3.1 Regulación de la retribución de la gestión comercial**

El Real Decreto 2819/1998, en su artículo 19, apartado 1, define los costes de gestión comercial como aquellos cuya finalidad es retribuir a la empresa distribuidora por los gastos en que incurra por la atención al público y el desarrollo del mercado a clientes, tales como la concertación, contratación, lectura de contadores y otros equipos de medida, facturación y cobro. En el mismo no se estipula diferenciación alguna en el mecanismo retributivo de los costes de gestión comercial a obtener por el distribuidor con respecto a los clientes acogidos a tarifa integral o a tarifa de acceso.

Por otra parte, en el artículo 19 apartado 2 de dicho Real Decreto se señala que la retribución derivada de la realización de la actividad de gestión comercial por parte de los distribuidores se fijará en función de los costes unitarios que se establezcan por Orden Ministerial, en función de parámetros que consideren el número de contratos de suministro a tarifa o de peaje de acceso a las redes y las potencias contratadas superiores a 1 kV.

La Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 determina los costes unitarios de gestión comercial anuales aplicables en el año 1998 y 1999. En la misma se considera de forma diferenciada, a efectos retributivos de la actividad de gestión comercial, los clientes a tarifa y cualificados. Dicha Orden Ministerial establece los costes unitarios a considerar que, en el caso de los clientes a tarifa, se refieren al coste anual por contrato de suministro, al coste anual por potencia contratada en alta tensión y al coste anual por recibo emitido, y en el caso de los clientes cualificados, al coste anual por contrato de peajes y al coste anual por recibo emitido.

No obstante, el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación de la tarifa eléctrica media o de referencia, establece que los costes de gestión comercial de los clientes se determinarán considerando como si la totalidad de los suministros se realizaran a tarifa. Esto puede entenderse, tal y como ha manifestado esta Comisión en anteriores informes sobre expedientes de tarifa, como que los costes unitarios de atender a los clientes cualificados no son inferiores a los costes unitarios correspondientes de atender a los clientes a tarifa. Esta aseveración podría ser acertada para los escenarios de elegibilidad existentes hasta el año 2002, en que los costes de lecturas de los nuevos equipos de medida y control utilizados por los

consumidores cualificados son incluso mayores a los incurridos por las empresas distribuidoras en esos mismos consumidores cuando estaban acogidos a tarifa. Sin embargo, con el escenario de plena elegibilidad del año 2003, dicha afirmación puede resultar, al menos, cuestionable. Así, para aquellos consumidores que ejerzan la cualificación a los que no se imponga la obligación de cambio del equipo de medida y control, que son la gran mayoría de los consumidores, los costes de gestión comercial en los que incurrirán las empresas distribuidoras pueden resultar menores, y ello, porque, con carácter general, las relaciones de las empresas distribuidoras lo serán, para estos consumidores cualificados, con empresas comercializadoras que aglutinarán a multitud de consumidores, con la consiguiente reducción de los costes de concertación, contratación, facturación y cobro.

Por ello, cualquier modificación de los costes reconocidos para la actividad de gestión comercial, debería basarse en un profundo conocimiento por parte del regulador de los costes incurridos por dichas empresas distribuidoras en el ejercicio de tal actividad, algo que no puede lograrse sin el establecimiento de una información regulatoria de costes homogénea para todas las empresas distribuidoras, tal y como se recoge en la metodología para la determinación de la retribución de las empresas distribuidoras elevada por esta Comisión al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. A este respecto, es preciso destacar la publicación en el BOE de fecha 31 de marzo de 2006 de la Circular 1-2006 de la CNE sobre petición de información a remitir por las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el establecimiento de dicha nueva metodología retributiva.

Con independencia de todo lo anterior, el apartado tercero del punto segundo de la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999, incluye un mecanismo de corrección para el caso en el que la retribución total obtenida aplicando los costes unitarios de gestión comercial, supere el importe global considerado para la partida de gestión comercial en la tarifa de cada año. Dicho mecanismo consiste en afectar las cantidades individuales de cada distribuidor por el coeficiente corrector que corresponda.

Por otra parte, el artículo 20 del Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, explicita la fórmula con la que serán actualizados los costes globales de gestión comercial. Dicha

fórmula actualiza anualmente el coste de esta actividad en función de las previsiones del IPC, descontado un requerimiento de mejora de productividad igual al 1%, y del incremento de la demanda, afectada ésta por un parámetro corrector, denominado “factor de eficiencia”, que no podrá superar el valor de 0,4.

Dicha fórmula de actualización es, así mismo, la establecida en la Orden Ministerial de 14 de junio de 1999 para la evolución de los costes unitarios anteriormente referidos. Los costes unitarios de gestión comercial, para los sucesivos años desde 1998, al aplicar la citada fórmula de actualización, son los reflejados en el siguiente Cuadro, considerando para el año 2007 un IPC del 2%, un incremento de la demanda del 3,55% y un factor de eficiencia de 0,3.

#### Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

Concepto	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono CCs	9,809	10,065	10,332	10,567	10,782	11,000	11,263	11,547 €	11,786 €
Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión CCpt	1,894	1,944	1,995	2,041	2,082	2,124	2,175	2,230 €	2,276 €
Coste unitario anual por recibo emitido por suministro CRct	0,723	0,742	0,762	0,779	0,795	0,811	0,831	0,852 €	0,869 €

Fuente: CNE

### 5.3.2 Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica

Los Reales Decretos que establecen las tarifas eléctricas para los años 1998 a 2006, ambos inclusive, determinan los costes reconocidos destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Estos ascienden a 421.766 miles de € para 1998, 235.999 miles de € para 1999, 244.371 miles de € para 2000,

250.850 miles de € para 2001, 255.867 miles de € para 2002, 278.755 miles de € para 2003, 285.614 miles de € para 2004, 292.441 miles de € para 2005 de los cuales, en este último caso, 18.559 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/97, y 273.882 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997 y 299.796 miles de € para 2006, de los cuales 19.026 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares, salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/97, y 280.770 miles de € corresponden a las empresas eléctricas distribuidoras peninsulares sometidas a la liquidación de acuerdo con el citado Real Decreto 2017/1997.

Respecto a la determinación del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica de estos años se considera necesaria la observación, citada en anteriores Informes de esta Comisión, relativa al trasvase de fondos realizado en 1999 desde la actividad de comercialización hacia la de distribución, por un importe de 188.297 miles de €. Dicho trasvase podría estar retribuyendo actividades de gestión comercial que deben realizar los distribuidores, con independencia de si los clientes están acogidos a tarifas integrales o de acceso. Una vez más hay que señalar que, a pesar de que este trasvase fue consolidado en la tarifa de 1999, por el momento no se dispone de información alguna que lo justifique.

Por lo anterior, se incide nuevamente en la necesidad de analizar de una manera pormenorizada las diferentes partidas de costes en los que incurren las empresas distribuidoras en el ejercicio de todas las funciones que se engloban en las actividades de distribución y de gestión comercial.

### **5.3.3 La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores**

El Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, establece en su artículo 7 que en el cálculo de la tarifa media o de referencia de cada año se incluirán las

revisiones de las previsiones realizadas en el cálculo de la tarifa de los dos años anteriores en el caso, entre otros, que la demanda en consumidor final resulte superior o inferior en un 1% a la prevista. De acuerdo con la información obrante en esta Comisión, no procede incorporar en la tarifa 2007 revisión alguna de la retribución de la actividad de gestión comercial por este concepto ni por el ejercicio 2005, ni por el ejercicio 2006.

### 5.3.4 La retribución de la gestión comercial para el año 2007

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de gestión comercial a considerar para la tarifa 2007, todo ello de acuerdo con los valores previstos, aportados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia.

<b>IPC previsto</b>	<b>2%</b>
<b>Δ demanda previsto</b>	<b>3,55%</b>
<b>Factor de eficiencia</b>	<b>0,3</b>
Actualizador	1,02076

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de gestión comercial en 2007 obtenida por actualización de la retribución correspondiente al año 2006.

#### Retribución a la gestión comercial para el año 2007

	Retribución 2006 (miles de €)	Propuesta 2007 (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	280.770	286.598
Distribuidoras insulares extrapeninsulares (salvo D.T. 11ª) y	19.026	19.421
<b>Total</b>	<b>299.796</b>	<b>306.019</b>

Fuente: elaboración propia

La propuesta contenida en el Real decreto que se informa, que en opinión de esta Comisión es correcta, establece que los costes reconocidos para el año 2007 destinados

a la retribución de la actividad de gestión comercial ascienden a 306.019 miles de €. Este importe incluye tanto el coste de gestión comercial correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidación de acuerdo con el Real Decreto 2017/1997, que asciende a 286.598 miles de €, como el coste de gestión comercial de los distribuidores insulares y extrapeninsulares, salvo los acogidos a la D.T. 11ª de la Ley 54/1997, que asciende a 19.421 miles de €.

## **5.4 Gestión de la demanda**

### **5.4.1 La señal del precio al consumidor**

En la propuesta de Real Decreto que se informa se establecen varias aproximaciones de mecanismos de gestión de la demanda eléctrica, entendida simultáneamente como acciones de ahorro y eficiencia energética, así como de gestión de la curva de carga por parte de los consumidores.

Se considera que la mejor gestión de la demanda es hacer llegar la señal de precio del mercado de electricidad al consumidor, por lo que es prioritario que las tarifas integrales y de acceso cumplan el principio de suficiencia de ingresos para cubrir los costes del suministro, por lo que en una situación como en la actual, el incremento de las tarifas debe ser el necesario, por muy importante que este sea, para que no vuelva a aparecer nuevamente el déficit tarifario que se ha producido en los dos últimos años, como consecuencia de la adopción de unas tarifas insuficientes.

En este escenario, el diseño de las tarifas reguladas debe aprovechar las capacidades de medida y comunicación con los consumidores que estén disponibles en cada momento, para hacer llegar señales con la mayor discriminación temporal que razonablemente sea posible. Por otro lado, es de esperar que las empresas comercializadoras, si la regulación les proporciona las posibilidades adecuadas (que no son otras que el establecimiento de un nivel de tarifas integrales suficiente), realizarán propuestas atractivas de precios a los consumidores, bien adaptadas a sus características individuales, para atraerlos al mercado libre. La demanda, además, ha de poder participar en igualdad de condiciones con la oferta, en los mercados de energía y, cuando se garanticen unos mínimos

requerimientos de seguridad, en la operación del sistema, proporcionando servicios complementarios en la medida de sus posibilidades técnicas y de acuerdo a sus intereses económicos. Para cada de estas actuaciones, se precisan aparatos de medida y de comunicación adecuados, de distinta capacidad y complejidad según la actuación concreta.

Dado que por razones sociales (según se señala en la información anexa), es decisión del Gobierno que el incremento de tarifas necesario no sea súbito, sino paulatino, la CNE entiende que en las revisiones de tarifas trimestrales previstas para 2007 debe alcanzarse cuanto antes el mencionado nivel de suficiencia. Entre tanto, la propuesta de Real Decreto ha previsto una serie de mecanismos regulatorios que se consideran positivos en general y que tratan de que el consumidor perciba la señal de precio del mercado, sin perjuicio de que en una primera etapa, no especificada, no se cubran todos los costes de las actividades reguladas.

## **5.4.2 Los mecanismos regulatorios en favor de la gestión de la demanda**

### **5.4.2.1 El ejercicio de la comercialización (art. 2.2 y anexo VI)**

En la propuesta de RD se realiza la mejor previsión de precio de la energía en el mercado y fijan unas tarifas de acceso inferiores a las necesarias (*artículo 2.2 y anexo VI*), por lo que aparece un déficit *ex ante* en las actividades reguladas que posibilita el equilibrio de precios para los consumidores entre las opciones de mercado y de tarifa integral, así como el desarrollo del ejercicio de elegibilidad por parte de los consumidores (que se había reducido desde el 40% en 2005 al 27% en 2006).

### **5.4.2.2 Las tarifas con discriminación horaria (DA 4ª y 21ª y DT 5ª),**

Además, la propuesta de Real Decreto posibilita la aplicación de discriminación horaria en dos periodos a las tarifas de acceso en los suministros de baja tensión, así como, en la tarifa domestica integral (*DA 4ª y 21ª y DT 5ª*), mediante la instalación voluntaria de un

contador horario, que puede ser alquilado a la compañía distribuidora, con el que obtendrán reducciones durante el periodo de valle del término de energía de la tarifa correspondiente. Asimismo, establece que los cambios de tarifa a mercado serán irreversibles en alta tensión, y limitados a una permanencia mínima de un año para la baja tensión. También faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio a desarrollar el sistema de garantía de origen de la electricidad (verde, procedente de renovables, y eficiente, procedente de la cogeneración).

#### **5.4.2.3 La participación en los servicios de operación del sistema (DT 6ª)**

Asimismo, a parte de los complementos por discriminación horaria, energía reactiva e interrumpibilidad que se encuentran regulados en las tarifas integrales, se desarrollan nuevos mecanismos para que los consumidores en el mercado puedan proporcionar estos servicios. En la *disposición transitoria sexta de la propuesta de Real Decreto* se establece un mecanismo de contratos entre el operador del sistema y los consumidores en el mercado, para que éstos voluntariamente puedan proporcionar servicios de interrumpibilidad y de gestión de energía reactiva. La CNE considerando positiva esta medida, entiende que debería poder informar los criterios de este mecanismo y el modelo de contrato, en el que ha de figurar la retribución por el servicio prestado, y además, con carácter anual debería poder evaluar económicamente el mecanismo e inspeccionar su desarrollo.

#### **5.4.2.4 Los incentivos económicos destinados al Plan de Acción (art. 5)**

Por otra parte, se ha de señalar que el 28 de noviembre de 2003 el Gobierno aprobó la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”, que fue informada previamente por la CNE con fecha 24 de octubre de 2003. La Estrategia tiene por objeto promover el ahorro y la eficiencia energética, e indirectamente, garantizar el suministro de energía, por la reducción de las importaciones energéticas, incrementar la competitividad de los sectores productivos y contribuir al cumplimiento de los objetivos medioambientales, lo que es compatible y acorde con los principales vectores de la política energética española, recogida en los objetivos y fines descritos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

En este sentido, con fecha 8 de julio de 2005 el Gobierno aprobó el Plan de Acción 2005-2007 de la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”. En su apartado 5 se determina que la financiación pública de Plan de 2007 corresponde a 356.720 Miles€, de los que el 49,55 % (176.760 Miles €) corresponden a la tarifa eléctrica. De acuerdo con el Plan, este último importe irá destinado a determinadas actuaciones, específicamente, las que *“permiten conseguir los mayores ahorros de electricidad van dirigidas, fundamentalmente, a los sectores doméstico y terciario, ya sea en equipamiento o en edificación”*.

La propuesta de *Real Decreto que se informa considera en el artículo 5* la cantidad prevista en el Plan de Acción y señala que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio distribuirá dicha cantidad de acuerdo con el Plan, para ser liquidada previa comprobación de la consecución de los objetivos previstos. Además, establece que de 3.000 Miles € de dicha cantidad deberán financiar los proyectos piloto de servicios de gestión de la demanda contratados entre el operador del sistema y los consumidores en el mercado. La CNE por su parte, al igual que en 2006, deberá abrir una cuenta en régimen de depósito a estos efectos.

Se ha de señalar, como en el año precedente, que de acuerdo con lo previsto en el artículo 46 de la Ley del Sector Eléctrico, es posible desarrollar programas de gestión de la demanda eléctrica basados en incentivos recogidos en la tarifa eléctrica para fomentar la eficiencia y el ahorro de energía, pero que la parte del Plan de Acción de la E4 financiada con fondos de la tarifa eléctrica deben fomentar la eficiencia y el ahorro de electricidad.

Además, dadas las funciones que tiene asignadas la CNE en la Ley del Sector Eléctrico, derivadas de la supervisión de los mercados energéticos y de informe o propuesta de la regulación sectorial, se considera necesario que este Organismo informe la normativa derivada del Plan de Acción que ha de desarrollar el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el establecimiento de los criterios mínimos de eficiencia energética que se han de emplear para la distribución y adjudicación de los mencionados incentivos a los agentes económicos, así como los mecanismos para la comprobación o inspección de la consecución de los objetivos energéticos.

#### **5.4.2.5 El plan de instalación de equipos de medida horaria (DA 22ª)**

Por último, en la *DA 22ª de la propuesta de Real Decreto* se establece que la CNE deberá remitir a la DGPEyM antes del 1 de julio de 2007 un informe donde se establezca un *“plan para la sustitución a nivel nacional de contadores que permitan la discriminación horaria de las medidas y la telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia contratadas de 15 kW”*.

#### **5.4.3 Conclusiones**

En definitiva, la CNE considerando que la mejor gestión de la demanda es hacer llegar la señal de precio del mercado de electricidad al consumidor, entiende que el incremento de las tarifas integrales y de acceso debe ser el necesario, por muy importante que este sea, para que se cumpla el principio de suficiencia de ingresos para cubrir los costes del suministro. Dado que por razones sociales (según se señala en la información anexa), es decisión del Gobierno que el incremento de tarifas necesario no sea súbito, sino paulatino, la CNE entiende que en las revisiones de tarifas trimestrales previstas para 2007 debe alcanzarse, cuanto antes, el mencionado nivel de suficiencia. Entre tanto, la propuesta de Real Decreto ha previsto una serie de mecanismos regulatorios que se consideran positivos en general y que tratan de que el consumidor perciba la señal de precio del mercado, sin perjuicio de que en una primera etapa, no especificada, no se cubran todos los costes de las actividades reguladas.

### **5.5 Costes permanentes del sistema**

#### **5.5.1 Costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares**

##### **5.5.1.1 Descripción de las cantidades contenidas en la propuesta**

La propuesta de Real Decreto por la que se establece la tarifa eléctrica para el año 2007 determina unas cuotas del 4,723% y del 18,533% sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso (peajes), respectivamente, como *“Compensación insulares y extrapeninsulares”*. Estas cuotas, de acuerdo con la información contenida en la

propuesta, suponen unos ingresos en concepto de compensación extrapeninsular de 1.219.251 Miles €, lo que supone multiplicar por tres el importe previsto en la tarifa de 2006, y es consecuencia de la diferencia entre ingresos y costes reconocidos según las Ordenes de desarrollo del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre.

Por otra parte, la propuesta de Real Decreto considera, conforme a lo dispuesto en los apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, la anualidad de 2007 para la recuperación del déficit extrapeninsular correspondiente a las Disposiciones Adicionales Segunda de los RR.DD. 3490/2000, de 29 de diciembre y 1483/2001, de 27 de diciembre. Asimismo, incluye la anualidad de 80.653 Miles€ para recuperar el valor actual del déficit de ingresos derivado de las revisiones de costes de la generación insular y extrapeninsular entre 2001 y 2005. Por último, e implícitamente, incluye en la retribución de los operadores del sistema y del mercado, los costes del desarrollo de estas actividades en los territorios extrapeninsulares.

En la propuesta se establecen también, de forma explícita, las retribuciones al transporte (96.607 Miles€), distribución (283.382 Miles€) y gestión comercial de las empresas distribuidoras (19.421 Miles€) en los sistemas extrapeninsulares, que suponen incrementos del 19,5%, del 9,3% y del 2,1%, respectivamente, respecto a las establecidas en el Real Decreto de tarifas de 2006.

Por último, en la DA 2ª establece la provisionalidad de la compensación y modifica el sistema de liquidación que establece el artículo 18.1 del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, ya que si la diferencia entre ingresos netos y costes regulados en los territorios insulares extrapeninsulares es positiva, no se asignará ésta a los generadores en régimen ordinario.

En la documentación anexa se ofrece más información, pero toda ella no es suficiente para poder comprobar la mencionada “*Compensación insulares y extrapeninsulares*” propuesta. En esta documentación anexa figura, a parte de la anterior, la siguiente información:

- Demanda extrapeninsular: 15.445 GWh (incremento del 6,04%)

- Demanda en barras de central: 16.377 GWh, de los cuales, 15.547 GWh son del régimen ordinario (a 136,14 €/MWh), y 830 GWh del régimen especial (a 85,20 €/MWh).
- La mejor previsión del precio del mercado peninsular de 52,97 €/MWh, más unos pagos por SS.CC de 1,37 €/MWh y por capacidad a determinados generadores de 4,81 €/MWh, lo que supone en valor medio 57,72 €/MWh.

### **5.5.1.2 Determinación de la compensación insulares y extrapeninsulares**

La CNE ha estimado para 2007 el coste del suministro eléctrico en los sistemas insulares y extrapeninsulares (SEIE) según lo establecido en las Ordenes de desarrollo del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, así como los ingresos netos en estos territorios, con el fin de determinar por diferencia la “*Compensación insulares y extrapeninsulares*”.

Las hipótesis generales que se adoptan en este cálculo son parecidas a las anteriores, en las que la demanda en consumidor final y en barras de central se calcula a partir de los valores reales del periodo 2001-2005, con un coste de generación medio en régimen ordinario idéntico al contabilizado por el operador del sistema en cada SEIE durante el periodo abril a octubre de 2006. Con ello, se supone un régimen de explotación y unos costes medios similares a los reales de 2006. Asimismo, se ha de resaltar que se toman los costes de transporte, distribución y gestión comercial propuestos por el Ministerio, sin que hasta el momento se hayan definido los precios unitarios de las nuevas instalaciones de transporte de tensión inferior a 220 kV. Adicionalmente, se formula la hipótesis de que el mercado a tarifa supone como media el 77%, mientras que el mercado liberalizado evoluciona al 23%.

Los costes de generación en régimen ordinario, calculados por la CNE en 2005 a partir de las auditorías energéticas, y los previstos en 2006 y 2007, determinados a partir de los costes unitarios estándares calculados por el operador del sistema, son los siguientes:

	2005			2006			2007			Inc.demand
	GWh b.c.	€/MWh	M€	GWh b.c.	€/MWh	M€	GWh b.c.	€/MWh	M€	%
GESA GENERACIÓN. BALEARES	5.513	90,6	499	5.814	110,1	640	6.131	110,1	675	5,5%
UNELCO GENERACIÓN.CANARIAS	7.932	121,6	965	8.473	139,6	1.183	9.051	139,6	1.264	6,8%
ENDESA GENER. CEUTA-MELILLA	349	134,2	47	369	187,8	69	390	187,8	73	5,8%
<b>TOTAL COSTES DE GENERACIÓN</b>	<b>13.794</b>	<b>109,5</b>	<b>1.511</b>	<b>14.656</b>	<b>129,1</b>	<b>1.892</b>	<b>15.573</b>	<b>129,2</b>	<b>2.012</b>	<b>6,3%</b>

Los costes del suministro eléctrico en los SEIE y la “*Compensación insulares y extrapeninsulares*” calculados por la CNE, así como los estimados de la propuesta de RD y por Endesa, son los que se reflejan en el cuadro siguiente:

CALCULO COMPESANCION EXTRAPENINSULAR 2007	PREVISION CNE (1)	PROPUESTA RD (2)	DIFERENC. (1)-(2)	ENDESA (3)	DIFERENC. (1)-(3)
Energía rég. ordinario b.c (GWh)	15.573	15.547		15.586	
COSTE UNITARIO REG. ORDINARIO (M€)	129	136		136	
Energía rég. especial b.c (GWh)	830	830		804	
COSTE UNITARIO REG. ESPECIAL (M€)	85	85		85	
<b>TOTAL COSTE GENERACIÓN (M€)</b>	<b>2.083</b>	<b>2.188</b>	<b>-105</b>	<b>2.190</b>	<b>-107</b>
TRANSPORTE (M€)	97	97	0	97	0
DISTRIBUCIÓN (M€)	283	283	0	307	-24
GESTIÓN COMERCIAL (M€)	19	19	0	22	-3
<b>TOTAL COSTE SERVICIO (M€)</b>	<b>2.482</b>	<b>2.587</b>	<b>-105</b>	<b>2.616</b>	<b>-134</b>
Ingresos netos tarif. y tarifa acceso (M€)	1.206			1.165	41
Ingresos mercado comercializadores (M€)	222			226	-4
<b>COMPENSACIÓN INS.Y EXTRAPENIN.(M€)</b>	<b>1.054</b>	<b>1.219</b>	<b>-165</b>	<b>1.225</b>	<b>-171</b>

Del cuadro anterior, resulta pues una diferencia respecto a la propuesta de 165 Millones €, lo que ha de permitir establecer unas cuotas ligeramente inferiores a las inicialmente propuestas.

Por último, la CNE se encuentra en estos momentos analizando la revisión de los costes de la generación insular y extrapeninsular entre 2001 y 2005, basado en auditorias de costes aportadas por Endesa y en la inspección de los ingresos de la propia CNE, calculándose un valor provisional de 807 Millones €. Ya se ha señalado que la propuesta de Real Decreto contempla una anualidad de 80,653 Millones € para recuperar el valor actual del déficit de ingresos derivado de las revisiones en dichos años (aproximadamente el 10% del valor total), lo que es consecuencia de la insuficiencia de ingresos de la tarifa de 2007 para cubrir todos los costes.

### **5.5.1.3 Desajuste de ingresos de los sistemas extrapeninsulares**

En el artículo 1.5 se fijan las cantidades correspondientes al desajuste de ingresos y revisión de los costes extrapeninsulares anteriores a 2003 por un importe máximo de 231.456 millones de euros. Aplicando la metodología actual esto supone 219.601,72 millones de euros de desajuste de ingresos y 11.854,24 de revisión extrapeninsular. Como venía siendo habitual en anteriores RD de tarifas no se explicita el reparto.

No obstante lo señalado anteriormente, en el art. 1.8 se establece que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar los desajustes de ingresos por las revisiones de los costes de generación extrapeninsular, entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005 asciende a 80.653 miles de euros, con lo que parece que se ha procedido a una revisión adicional del período 1 de enero de 2001 a 31 de diciembre de 2002. Sería más claro separar ambos conceptos redefiniendo los artículos 1.5 y 1.8 de tal forma que el Art. 1.5 se dedicara a desajuste de ingresos y el 1.8 a revisión de costes extrapeninsulares.

### **5.5.2 La retribución al Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular**

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007, la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema asciende a 35.503 miles de euros. Dicha cuantía no distingue entre retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema Peninsular y por la actividad de Operador de los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares, y supone un incremento del 1,54 % respecto a la cuantía total asignada en 2006<sup>11</sup>.

---

<sup>11</sup> RD 1556/2005 y RD 809/2006

### Evolución de la retribución al Operador del Sistema con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, 2005, 2006 y 2007

	RD 1802/2003	RD 2392/2004	RD 1556/2005 y RD 809/2006	Propuesta de RD 2007	% de variación			
					RD 1802/2003 sobre RD 1436/2002	RD 2392/2004 sobre RD 1802/2003	RD 1556/2005 sobre RD 2392/2004	Propuesta RD sobre RD 1556/2005 + RD 809/2006
<i>Miles de euros</i>								
Operación del Sistema Peninsular	28.559				84%			
Operación del Sistema Extrapeninsular	4.545							
<b>Total Nacional</b>	<b>33.104</b>	<b>33.961</b>	<b>34.965</b>	<b>35.503</b>	<b>113%</b>	<b>2,59%</b>	<b>2,96%</b>	<b>1,54%</b>

Fuentes: Real Decreto 1436/2002, Real Decreto 1802/2003, Real Decreto 2392/2004, Real Decreto 1556/2005, Real Decreto 809/2006, y propuesta de Real Decreto 2007

Cabe destacar que la solicitud de REE es de [...] miles de euros, esto es, un [...] % superior a lo que fue asignado en la tarifa de 2006, un [...] % superior a lo solicitado por la compañía con cargo a la tarifa de 2006, y un [...] % superior a la asignación que establece la propuesta de Real Decreto para la tarifa de 2007.

Se considera que la retribución del OS no debería suponer un reconocimiento total de los gastos que tiene previsto incurrir, recalculados por dicha Compañía en cada cierre de ejercicio, más un [...] % de margen sobre gastos, como beneficio después de impuestos, tal y como propone anualmente dicha compañía, por cuanto que aplicar dicho mecanismo implica la eliminación de incentivos a que la empresa funcione eficientemente.

Por otra parte, se pone de manifiesto que toda fórmula retributiva al OS deberá proponerse teniendo en cuenta la retribución que obtiene de otras actividades reguladas, en cuanto no existe separación jurídica de actividades en dicha compañía, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

Esta Comisión considera que la cifra de retribución para la Operación del Sistema Nacional de 35.503 miles de euros incluida en la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, y que supone un 1,5 % más que la asignada para la tarifa de 2006 es adecuada, ya que incorpora el efecto de lo establecido en el artículo 3 del RD 809/2006, en el que se revisa la tarifa eléctrica 2006 a partir del 1 de julio de 2006.

En tanto existe separación contable de actividades realizadas por la misma Compañía, cabe señalar que las pérdidas en la operación del sistema son compensadas por los resultados positivos y crecientes en la actividad de transporte.

### **5.5.3 La retribución al Operador del Mercado**

La Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad (OMEL) recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación del Real Decreto 2017/1997.

Asimismo, OMEL recibe ingresos por actividades no eléctricas, por ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten en la organización de cursos y en servicios de asesoramiento.

En la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se asigna una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2007 de 10.379 miles de Euros, un 2,3 % superior a la asignada en el RD 1556/2005.

Por último, es importante señalar que se considera existe un error de cálculo en la determinación de los porcentajes a aplicar sobre la facturación de los suministros a tarifa, en la medida en que la aplicación de dichos porcentajes sobre los ingresos previstos por el MITYC no aseguran la recuperación de los costes, en consecuencia se propone sustituir en el artículo 3 de la propuesta de RD la cuota con cargo a tarifa correspondiente al Operador del Mercado por 0,048 %.

### Retribución al Operador del Mercado

Retribución asignada al OMEL en el RD 1556/2005	Propuesta de RD para tarifa 2007	% de variación (A) sobre (B)
10.150	10.379	2,3%

Fuentes: Real Decreto 1556/2005 y Propuesta de Real Decreto 2007

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que se financian con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso.

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, los ingresos necesarios de dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica de 2007, ascienden a [...] miles de euros, lo que supondría un incremento del [...] % sobre la retribución asignada para 2006, y es un [...] % superior a la asignada en la propuesta de RD para la tarifa de 2007.

Según OMEL, dichos ingresos con cargo a la tarifa eléctrica de 2007, no incluyen necesidades adicionales que pudieran derivarse del desarrollo y puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad, por una parte, ni el acometimiento de otras tareas que pudieran encomendarse a la empresa como operador del sistema eléctrico insular y extrapeninsular. Asimismo, tampoco se tiene en cuenta el efecto que sobre los ingresos del traspaso de competencias al Operador del Mercado derivadas de las últimas modificaciones normativas, ya que considera que no tendrán efectos en el medio plazo.

Los ingresos necesarios solicitados por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica de 2007 se explican, en términos generales, por una reducción estimada de sus ingresos por actividades no reguladas del [...] % respecto a la cifra prevista para cierre de 2006, a un incremento previsto de costes de personal de [...] %, y a un aumento del [...] % en la amortización del inmovilizado inmaterial.

Dichos ingresos solicitados por OMEL, incluyen un resultado del ejercicio de [...] miles de euros, resultado un [...] % inferior al que prevé dicha Compañía para el cierre de 2006, según información proporcionada a la CNE.

El aumento de la dotación a la amortización del inmovilizado inmaterial en 2007, se debe, según la compañía, por una parte, al esfuerzo inversor al que el OMEL está obligado, debido al alto nivel tecnológico requerido por los sistemas que sustentan el mercado, y, por otra, a una cierta recuperación del ritmo de inversiones que se habían paralizado como consecuencia de la congelación en la retribución de 2004.

Cabe reseñar que la retribución de OMEL, al igual que el resto de costes que son financiados con cargo a cuotas, no implica un reconocimiento directo y total de todos los costes solicitados por los distintos agentes. En consecuencia, si bien su retribución debería cubrir los costes prudentemente incurridos, una retribución a coste del servicio de todos los costes que hayan sido previstos por la compañía, podría no incentivar, necesariamente, su funcionamiento eficiente.

En este sentido llama la atención el aumento de la partida de gastos de personal previsto para 2006 por la Compañía, teniendo en cuenta el coste medio por empleado previsto para el cierre 2006 y para 2007 (Véase Anexo IV) y la solicitud de [...] más en 2007, cuando se ha producido una transferencia de funciones hacia el Operador del Sistema, en aplicación del RD 2351/2004 y de la Ley 24/2005.

Asimismo, cabe señalar la cuantía significativa de dotación a la amortización de inmovilizado inmaterial prevista por la compañía para 2007, en correspondencia con el Plan de inversiones, si bien se observa una sustitución de inversiones previstas en presupuestos, por gastos corrientes (servicios exteriores), según información de las cuentas auditadas de la compañía.

En consecuencia, se considera que la retribución de 10.379 miles de euros incluida en la información que acompaña a la Propuesta de Real Decreto, permite una retribución adecuada de dicha compañía.

Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía obtenga nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se deberá analizar las necesidades retributivas, si bien su financiación podría no necesariamente ir con cargo a la tarifa eléctrica.

Por último, es importante señalar que se considera existe un error de cálculo en la determinación de los porcentajes a aplicar sobre la facturación de los suministros a tarifa, en la medida en que la aplicación de dichos porcentajes sobre los ingresos previstos por el MITYC no aseguran la recuperación de los costes, en consecuencia se propone sustituir en el artículo 3 de la propuesta de RD la cuota correspondiente al Operador del Mercado de 0,040 % por 0,049 %.

### ***5.6 Plan de viabilidad ELCOGÁS***

Se establece con carácter provisional un coste de 25.000 miles de euros en concepto de plan de financiación de ELCOGAS. No obstante, si no se publica el Real Decreto por el que se establece el Plan de viabilidad de ELCOGAS antes de que finalice el año, y en base a lo señalado en la Disposición Transitoria primera del RD Ley 7/2006, se estará por un lado pagando a ELCOGAS por el plan de financiación extraordinaria actualmente vigente y, simultáneamente, se estará dotando a este fondo las cantidades previstas en la propuesta de RD.

### ***5.7 Desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002***

La propuesta de Real Decreto, en su artículo 1, punto 7, determina que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002 y revisiones de costes de generación extrapeninsular, que establecen los

apartados 9 y 10 del Real Decreto 1432/2002, se fija en un máximo de 231.456 Miles de €, no apareciendo desglosada entre ambos conceptos, al igual que años anteriores.

En el artículo 15.3 de la Orden ECO/2714/2003, se establece que la anualidad provisional correspondiente a cada año del desajuste de ingresos de actividades reguladas y del derecho de compensación por revisiones de costes extrapeninsulares, a los efectos de su inclusión en el cálculo de la tarifa correspondiente, se determinará como la cuota total constante anual necesaria para la recuperación el 31 de diciembre de 2010 del importe pendiente de compensación a 31 de diciembre del ejercicio anterior.

Asimismo, se determina que el tipo de interés que se utilizará será el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

En el cálculo de la anualidad de 2007 de la compensación por desajuste de ingresos de actividades reguladas con cargo a la tarifa 2007 se ha considerado el tipo de interés correspondiente al valor del Euribor medio del mes de noviembre de 2006 (3,597%).

La anualidad provisional correspondiente al año 2007 del desajuste de ingresos de actividades reguladas peninsular correspondiente para el año 2007, se ha estimado en 219.601 Miles de €, por lo que la cantidad restante, esto es, 11.855 miles de €, se considera que es el importe correspondiente a la anualidad correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002.

### ***5.8 Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005***

La Disposición Adicional primera, del Real Decreto 809/2006, estableció que tendría la consideración del coste específico como cuota con destino específico, la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente el valor actual neto durante un período de 14 años y medio del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005.

Asimismo, establece que el importe a 31 de diciembre de cada año se calculará mediante la actualización del saldo pendiente correspondiente a 31 de diciembre del año precedente de acuerdo con el tipo de interés y deduciendo los pagos correspondientes al año en curso. El tipo de interés a considerar será el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre anterior al año de la tarifa a determinar.

En aplicación de lo anterior el artículo 3 de dicho Real Decreto, estableció, que a partir del 1 de julio de 2006, el 1,378% de la facturación de los consumidores a tarifa, y el 3,975% de la facturación de los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, iría destinada a la recuperación de dicho déficit de ingresos.

De acuerdo, con la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, la anualidad correspondiente al año 2007, del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas del año 2005, asciende a 347.102 Miles de €.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que la propuesta de Real Decreto establece que a partir del 1 de enero de 2007, el 1,345% de la facturación de los consumidores a tarifa, y el 5,276% de la facturación de los consumidores cualificados y comercializadores por los contratos de acceso a tarifa, estaría destinada a la recuperación de dicho déficit de ingresos.

Cabe señalar que, esta Comisión considera que es necesario revisar dichos porcentajes debido a que la aplicación de los mismos a la previsión de ingresos considerada por el MITYC, da como resultado la cantidad de 331.298 miles de €, cantidad inferior en 15.804 Miles de € a la prevista para 2007 (véase epígrafe 6.29.2).

Finalmente, la anualidad provisional correspondiente al año 2007 del déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al año 2005 calculada por esta Comisión, asciende a 353.620 Miles de €, cifra superior en 6.518 miles de € superior que la considerada en la propuesta de Real Decreto.

Dicha cantidad se ha calculado considerando como importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2006, el resultante de restar al importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2005 (3.836.716 miles de €) la cantidad prevista a recuperar durante el año 2006 (131.512 miles de €) en el RD 809/2006, empleando el tipo de interés correspondiente al valor del Euribor medio del mes de noviembre de 2006 (3,597%).

### ***5.9 Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006***

El artículo 1 de la propuesta de Real Decreto, establece que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor de ingresos del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas, generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre se fija en 173.122 Miles de €. Asimismo, se establece que dicha cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación el 1 de abril de 2007, cuando se proceda a efectuar una nueva revisión de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

En relación con lo anterior, cabe señalar que el citado artículo establece que a los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se consideraran un ingreso de las actividades reguladas. Por lo tanto, el déficit de las actividades reguladas correspondiente al año 2007 tiene la misma consideración que el desajuste de ingresos de actividades reguladas anterior a 2003 y coste correspondiente a las revisiones derivadas de generación extrapeninsular e insular en los años 2001 y 2002.

Ni en la propia propuesta, ni en la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, se establece, ni el periodo de amortización de dicho déficit, ni el tipo de interés considerado, ni el importe previsto de dicho déficit.

Tal y como ha señalado anteriormente esta Comisión, la recuperación del déficit, a lo largo de diferentes ejercicios tarifarios, provoca distorsiones en las variaciones futuras de los precios. Por una parte, y en comparación con un ejercicio tarifario sin déficit, la inclusión del mismo, provoca por el importe que sea incluido en la tarifa, mayores

aumentos/menores reducciones. Por otra parte, para garantizar la recuperación del déficit y teniendo en cuenta que el consumidor puede optar por acudir al mercado liberalizado o al mercado regulado, el déficit debería ser incluido tanto en las tarifas integrales, como de acceso, aunque la generación de dicho déficit haya sido provocado por los consumidores que están en mercado regulado. En consecuencia, en caso de que la recuperación del déficit tarifario de 2007, en parte, se realice a través de las tarifas de acceso, se introducirán distorsiones en los precios de los clientes que acudan al mercado liberalizado.

Por último, esta Comisión considera necesario indicar que a la hora de establecer la cuantía del déficit definitivo habrá de tenerse en cuenta el impacto económico de la Orden por la que se regula la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación 2005-2007 que finalmente se publique.

## **5.10 Costes de seguridad de diversificación y seguridad de abastecimiento**

### **5.10.1 Régimen Especial**

#### **5.10.1.1 Previsión de energía y coste del régimen especial del año 2007**

A continuación, se muestra la previsión de energía y potencia del régimen especial (e instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 41 del RD 436/2004) correspondiente al sistema español (peninsular y extrapeninsular) en 2007, y el cierre previsto de 2006.

Año	Opción de venta de Energía	Tecnología	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R.Especial (Millones €)
2006	Ventas a distribuidora	Cogeneración	5.117	2.693	451
		Solar	76	80	32
		Eólica	1.000	500	75

		Hidráulica	2.561	1.158	230	
		Biomasa	1.128	273	101	
		Residuos	1.617	334	101	
		Trat.Residuos	2.703	442	290	
	Total Ventas a distribuidora		14.202	5.480	1.280	
Participación en Mercado		Cogeneración	11.881	3.127	966	
		Eólica	23.000	11.500	2.178	
		Hidráulica	1.263	560	122	
		Biomasa	1.047	229	96	
		Residuos	973	247	78	
		Trat.Residuos	714	149	58	
	Total Participación en Mercado		38.877	15.812	3.498	
<b>Total 2006</b>			<b>53.079</b>	<b>21.291</b>	<b>4.778</b>	
2007	Ventas a distribuidora	Cogeneración	9.157	2.693	653	
		Solar	144	151	59	
		Eólica	1.000	500	71	
		Hidráulica	3.584	1.258	253	
		Biomasa	1.128	273	80	
		Residuos	1.617	334	91	
		Trat.Residuos	2.703	442	184	
	Total Ventas a distribuidora		19.333	5.651	1.391	
	Participación en Mercado		Cogeneración	11.310	3.327	906
			Eólica	26.400	13.200	2.576
		Hidráulica	1.597	560	156	
		Biomasa	1.962	429	183	
		Residuos	973	247	78	
	Trat.Residuos	714	149	59		
Total Participación en Mercado		42.957	17.912	3.958		
<b>Total 2007</b>			<b>62.290</b>	<b>23.562</b>	<b>5.349</b>	

La previsión correspondiente a los sistemas extrapeninsulares es la siguiente:

RÉGIMEN ESPECIAL - CANARIAS Y BALEARES

AÑO	COGENERACIÓN		SOLAR		EÓLICA		HIDRÁULICA		RESIDUOS		Total Energía Vendida (GWh)	Total Potencia Instalada (MW)
	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)										
2006	8	39	2	1	321	134	-	0,5	338	74	668	249
2007	28	39	1	1	460	184	3	0,5	338	74	830	299

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2007 debe recoger los costes de generación de régimen especial conforme a la previsión de energía realizada por la CNE.

Las previsiones anteriores se han realizado siguiendo los criterios que se enumeran a continuación.

### Previsión de energía y potencia:

- No se incluyen las ventas de energía de las instalaciones de régimen especial a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria 11<sup>a</sup> de la Ley 54/97.
- Se incluyen tanto las instalaciones que están vertiendo electricidad a las grandes distribuidoras como las que están participando en el mercado. Se incluyen también las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima o incentivo y tienen una potencia instalada superior de 50MW.
- Se calcula la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años para cada tecnología.
- Se considera que toda la energía eólica nueva participa en el mercado.
- Se considera una hidraulicidad media para el año 2007.
- Se considera que el año 2006 tiene una hidraulicidad muy por debajo de la media.
- Se estima una reducción de la cogeneración del 9% en el año 2006 frente a 2005 (en el periodo enero-junio de 2006, ya se ha registrado una reducción del 14% frente al mismo periodo del año anterior). En el año 2007, se espera un crecimiento de la energía vertida por la cogeneración, como consecuencia de la aplicación del Real Decreto-Ley 7/2006.
- Se estima un crecimiento de potencia eólica en el año 2006 de 2.000 MW y de 1.700 MW en 2007.
- Para el resto de tecnologías, se considera el tipo de funcionamiento medio de los últimos años.

A continuación se incluye un cuadro con la potencia real instalada a final de cada año en el periodo 2002-2004, por tecnología, así como la potencia prevista para los años 2006-2007.

<b>Potencia Instalada a final de cada año MW</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
COGENERACIÓN	5.580	5.658	5.785	5.782	5.820	6.020
SOLAR	7	11	21	43	80	151
EÓLICA	5.058	6.317	8.518	10.058	12.000	13.700
HIDRÁULICA	1.541	1.613	1.661	1.717	1.718	1.818
BIOMASA	336	436	450	486	501	701

RESIDUOS	457	463	581	581	581	581
TRAT.RESIDUOS	328	424	473	542	591	591
<b>TOTAL R.ESPECIAL</b>	<b>13.307</b>	<b>14.921</b>	<b>17.488</b>	<b>19.208</b>	<b>21.291</b>	<b>23.562</b>

A continuación se muestra la previsión de las ventas de energía del régimen especial realizada por UNESA.

### EVOLUCION DEL REGIMEN ESPECIAL A CORTO PLAZO Sistema Total España<sup>2</sup>

	Año 2006	Año 2007	Año 2008
Potencia instalada a 1 enero (MW)	18.842	21.600	24.223
Excedentes a la red (GWh) <sup>3</sup>	52.615	63.420	70.589
Crecimiento de excedentes respecto a año anterior (%)	2%	21%	11%
Coste de adquisición de los excedentes (Millones Euros) <sup>4</sup>	5.033	6.213	7.252
Precio medio de adquisición (Eur/MWh)	95,7	98,0	102,7

Fuente: UNESA

Por su parte, la información proporcionada por REE para el sistema peninsular arroja una previsión de cierre de 2006 de las ventas de energía del régimen especial de 53.936 GWh, y una previsión de funcionamiento en 2007 de 67.290 GWh.

#### Previsión del Precio:

- Se considera que en 2007 se mantienen los periodos transitorios establecidos en el Real Decreto 436/2004, dado lo establecido en la DT 3ª del RD Ley 7/2006 y en la DA 26 de la propuesta de RD que se informa.
- Se considera en 2007 una estabilización de las tarifas y primas del Real Decreto 436/2004, no considerándose incremento respecto a las vigentes durante 2006.
- El precio medio de mercado estimado aplicable a las instalaciones que participan en el mercado de producción durante el año 2006 se determina a partir de las liquidaciones

realizadas por el OMEL y REE a las instalaciones de régimen especial que han participado en él durante el periodo enero-octubre de 2006: 56,20 €/MWh.

- El precio medio de mercado del año 2007 se ha estimado a partir del precio estimado en la propuesta de RD: 55,1 €/MWh.
- Se considera que un tercio de la potencia eólica instalada cumplirá el procedimiento de operación P.O. 12.3 sobre requisitos de respuesta frente a huecos de tensión y recibirá el incentivo correspondiente.

Previsión de la prima equivalente:

<b>PREVISIÓN DEL AÑO 2007</b>					
	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado cent€/kWh revisado	Importe de la Prima Equivalente (M€)	% S/ Ingresos totales
Previsión en tarifa 2007	62.290	5.349	55,1	1.917	8,45%

### 5.10.1.2 Revisión de la prima equivalente del régimen especial en el año 2005

El cuadro siguiente muestra el coste final declarado hasta la fecha por las empresas distribuidoras, no incluidas en la DT11<sup>a</sup> de la Ley 54/97, correspondiente a las ventas de energía de las instalaciones de régimen especial durante el año 2005, junto con la previsión realizada en la tarifa del año 2005, y la revisión realizada en la tarifa del año 2006.

<b>Revisión de la prima equivalente del régimen especial de 2005</b>					
	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (Miles€)	Precio Mercado t€/MWh revisado (*)	Importe de la Prima Equivalente (Miles€)	
Previsión en tarifa 2005	52.781	3.418.054	37,8	1.422.944	
Revisión en tarifa en 2006 (**)	50.763	4.089.063	39,2	2.099.153	
Revisión en tarifa en 2007	51.586	4.271.057	58,1	1.274.074	

(\*) Con el reconocimiento del déficit tarifario de 2005 en el Real Decreto 809/2006, de 30 de junio, se entiende revisado el precio del mercado.

(\*\*) Por aplicación de los topes del Real Decreto 1432/2002, sobre metodología de tarifas, se limitó el desvío total de 2005 de los distintos conceptos sujetos a revisión, a una variación máxima de la tarifa del 0,6%.

### 5.10.1.3 Revisión de la prima equivalente del régimen especial del año 2006

A continuación se incluye la previsión de cierre del año 2006, junto con la previsión del mismo año que se realizó para el cálculo de la tarifa del año 2006.

Revisión de la prima equivalente del régimen especial de 2006				
	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado t€/MWh revisado	Importe de la Prima Equivalente (M€)
Previsión en tarifa 2006	55.945	3.991	42,4	1.622
Revisión en tarifa en 2007	53.079	4.778	56,2	1.795

### 5.10.2 Moratoria Nuclear

La propuesta de RD establece la cuota a aplicar tanto a los ingresos por suministros a tarifa como los ingresos por acceso en un 0,020%, lo que supone una reducción sobre el 0,33% establecida en el Real Decreto 470/2006.

De acuerdo con la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica para 2007 se establece que se ingresará en el sistema por el concepto de moratoria nuclear unos 5.259 miles €.

Cabe señalar que el artículo 21 del Real Decreto 2202/1995, de 28 de diciembre, por el que se dicta determinadas normas en desarrollo de la disposición adicional octava de la Ley de Ordenación del Sistema Eléctrico Nacional establece que *“En aplicación de lo establecido por el párrafo primero del apartado 5 de la disposición adicional octava de la Ley 40/1994, los importes mínimos anuales que representen la compensación serán,*

*expresados en pesetas del año correspondiente los siguientes (...)*". En concreto dicho concepto para el año 2008 queda establecido en 536.457 miles €, por lo que el ingreso por moratoria nuclear previsto por el Ministerio para el año 2007 (5.163 miles €), aplicando el porcentaje de un 0,020%, es inferior al importe mínimo (536.457 miles €).

Por lo tanto, será necesario establecer los cambios normativos con el rango legal adecuado con el objetivo de evitar el abono por parte del estado de la cantidad exigible en virtud de garantías mínimas.

## **6 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE RD**

A continuación se exponen ordenadamente las consideraciones a todas las disposiciones introducidas en la propuesta de Real Decreto, si bien algunas de ellas ya han sido comentadas a lo largo del informe.

### ***6.1 Disposición adicional primera. Clasificación de las empresas acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico.***

En los párrafos donde se establece el cálculo del coeficiente reductor a aplicar a los fondos a entregar a la CNE debería modificarse la redacción, en el siguiente sentido:

*"1.º Empresas cuya energía distribuida, sin considerar la correspondiente a consumidores cualificados, hubiera totalizado ~~más de 15~~ y menos de 30 millones de kWh. El coeficiente ..."*

La razón de dicha propuesta de modificación estriba en que, pese a que la empresa distribuidora queda clasificada en el grupo 2 al superarse los 15 millones de kWh de energía entrante, en ocasiones, al descontar la energía correspondiente a consumidores cualificados, la energía distribuida no alcanza los 15 kWh.

## **6.2 Disposición adicional tercera. Aplicación del sistema de interrumpibilidad.**

Esta Comisión considera que las referencias que se hacen a Red Eléctrica de España, S.A. deberían sustituirse por las del Operador del Sistema.

## **6.3 Disposición adicional cuarta. Modificación de las Tarifas 1.0 y 2.0 con y sin complemento por discriminación horaria tipo 0, y 3.0.**

En relación a la nueva estructura de tarifas integrales para los clientes conectados en redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW incluida en la propuesta de Real Decreto, esta Comisión considera que no queda suficientemente justificado ni en la propuesta de Real Decreto ni en la Memoria que le acompaña, las razones de la elección de la potencia contratada, y no el empleo de otras variables (consumo medio...), como criterio para la creación de la nueva estructura tarifaria. Asimismo, tampoco quedan suficientemente justificados los umbrales de potencia para las nuevas tarifas (véase epígrafe 4.2.1.1).

En relación con la nueva discriminación horaria en dos periodos (DHA), cabe señalar que se valora positivamente la sustitución de la actual discriminación nocturna por la nueva discriminación, en la medida que el calendario se aproxima mejor a la curva de carga del sistema. No obstante, como se ha señalado en anteriores informes, se considera que el calendario de aplicación debieran establecerse por zonas.

En relación con la potencia a contratar por los suministros acogidos a la DHA, se entiende necesario añadir en el punto 3 de esta Disposición el mismo párrafo que figura, para la tarifa 2.0.DHA, en la Disposición transitoria quinta:

*“En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia ~~contrata~~ prevista demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle”.*

Finalmente, se señalan las siguientes erratas. Por una parte, la Orden de tarifas de 1995 que se cita en esta Disposición es de fecha 12 de enero, no de 15 de enero. Por otra parte, la discriminación horario Tipo 0 fue derogada por el Real Decreto 2657/1996, por lo que se propone sustituir en la redacción las referencias a la discriminación horaria Tipo 0, por discriminación horaria nocturna.

#### **6.4 Disposición adicional quinta. Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones y a las unidades productor consumidor.**

Esta disposición prevé la eliminación de tarifas de exportación para países miembros de la Unión Europea, sujeta a la existencia de reciprocidad con dichos países.

Según plantea el Operador del Sistema, y esta misma Comisión conoce a través de su participación en ERGEG, es probable que este año no se alcance a nivel de ETSO, un acuerdo como en años anteriores que permita la eliminación de las tarifas de exportación e importación.

En estas circunstancias, se podría producir la aplicación de tarifas no sólo de exportación, sino también de importación, por parte de algún país europeo a las transacciones con origen en España. Para neutralizar en la medida de lo posible esta potencial medida de los países vecinos, es recomendable que el sistema español se dote de los mecanismos necesarios para poder establecer de forma ágil tarifas, no sólo de exportación, sino también de importación.

Por ello se propone ampliar el contenido de la Disposición adicional quinta, que pasaría a denominarse “Aplicación de tarifas de acceso a exportaciones e importaciones y a las unidades productor consumidor”, con el siguiente texto:

*“Excepcionalmente se podrán aplicar tarifas de acceso a las operaciones de importación de energía al sistema eléctrico nacional, cuando los respectivos países apliquen cargos específicos a las exportaciones hacia el sistema español.*”

*Se habilita a la Secretaría General de Energía a la determinación de la estructura de las tarifas de importación y a la modificación de la estructura de las tarifas de exportación, así como al establecimiento de los valores de las mismas.”*

### **6.5 Disposición adicional duodécima. Mandatos a la Comisión Nacional de Energía.**

Se valoran positivamente los distintos mandatos a la CNE que se recogen en esta Disposición. Así, en línea con lo manifestado por esta Comisión, se estima necesario proceder a la revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia, de modo que se asegure un adecuado margen de cobertura de la demanda, se incentive la disponibilidad de las instalaciones y se den señales a la inversión en nuevas unidades de producción. En este mismo sentido, se estima adecuada la introducción de señales de localización geográfica para dichas nuevas unidades de producción, ello con objeto de equilibrar, en lo posible, el balance demanda-producción para las distintas zonas geográficas.

Así mismo, y en línea con los trabajos que la CNE viene realizando sobre la nueva metodología de retribución para la actividad de distribución, se entiende necesaria la revisión de la norma relativa a las acometidas eléctricas, debiéndose distinguir en la misma, de una manera clara, aquellas extensiones de red necesarias para el normal devenir de la actividad, y por tanto a retribuir por el Sistema, de aquellas otras imputables única y exclusivamente a un consumidor o conjunto de consumidores concretos. Dicha nueva norma, en línea con el mandato recogido en esta Disposición, debe abarcar la revisión del régimen económico de las acometidas y demás actuaciones necesarias para atender los requerimientos de suministro de los usuarios, teniendo en cuenta tanto la potencia solicitada como la ubicación de los mismos, y ello garantizando que los ingresos así obtenidos por las empresas distribuidoras vienen a cubrir los costes incurridos por las mismas.

En relación con el mandato a la CNE relativo a la propuesta del *coste acreditado de distribución inicial* para cada una de las empresas distribuidoras a las que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley del Sector Eléctrico, esta Comisión, en línea

con lo ya manifestado en anteriores informes sobre la materia, entiende preciso señalar que el *coste acreditado de distribución inicial* que pueda determinarse en base a la diferencia entre los ingresos obtenidos por aplicación de las tarifas y peajes a los consumidores, más en su caso las correspondientes compensaciones, y los pagos realizados a las respectivas empresas suministradoras, no viene a representar, para muchas de estas empresas, una aproximación a los costes incurridos por las mismas. Así, para aquellas empresas distribuidoras que suministren en mercados concentrados geográficamente o con un consumo medio por cliente elevado, se obtendrá un coste acreditado de distribución inicial por cliente, o por kWh, o por kW, muy superior al de aquellas otras distribuidoras con un mercado muy disperso o con un consumo medio por cliente reducido. Por ello, el *coste acreditado de distribución inicial* así establecido difícilmente estará correlacionado con las inversiones y costes operativos a los que se enfrentan las empresas distribuidoras. No obstante, esta Disposición establece que, con posterioridad al establecimiento de tales *costes acreditados de distribución inicial*, la CNE remitirá una propuesta de revisión de los mismos, en base a la información contable de dichas empresas, para lo cual se podrá dictar la correspondiente Circular. Al respecto, se entiende preciso añadir en la redacción de esta Disposición que la información que servirá, en su caso, para elevar al Ministerio dicha propuesta de modificación de los *costes acreditados de distribución inicial*, no será únicamente contable, sino también técnica.

Como cuestión de detalle en la redacción dada en el punto 2 de esta disposición hay que incluir las adquisiciones de energía al régimen especial, por lo que se propone la siguiente redacción al párrafo primero del citado punto 2:

*“2. La Comisión Nacional de Energía antes del 30 de junio de 2007 propondrá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para cada uno de los distribuidores a los que es de aplicación la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, el coste acreditado de distribución inicial correspondiente. Este coste será el margen resultante de la facturación neta de las ventas de energía eléctrica a los consumidores a tarifa de estos distribuidores, menos la facturación neta de las adquisiciones de energía eléctrica a tarifa, menos las adquisiciones de energía al régimen especial, más, en su caso, la facturación neta por tarifas de acceso de estos*

*distribuidores a sus clientes cualificados y las compensaciones que reciban por suministros a clientes interrumpibles, por adquisiciones de energía a instalaciones acogidas al régimen especial y por pérdida de ingresos de sus consumidores cualificados que se pasan al mercado actualizado al año correspondiente en que se fije.”*

### **6.6 Disposición adicional decimotercera. Informes del Operador de Mercado y Operador del Sistema sobre el mercado de producción.**

La disposición adicional establece que el Operador del Mercado y el Operador del Sistema elaborarán mensualmente sendos informes sobre el comportamiento de los agentes y los precios de los mercados que gestionan y que dichos informes deberán ser remitidos a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía.

Esta Comisión considera necesario indicar que a la hora de establecer la cuantía del déficit definitivo habrá de tenerse en cuenta el impacto económico de la Orden por la que se regula la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente por el Plan Nacional de Asignación 2005-2007 que finalmente se publique.

### **6.7 Disposición adicional decimocuarta. Recargos y bonificaciones del complemento por energía reactiva.**

Se deben corregir los signos de los rangos de los  $\cos \varphi$  que figuran en esta Disposición, debiendo ser:

- Para  $1 \geq \cos \varphi \geq 0,95$
- Para  $0,95 \geq \cos \varphi \geq 0,90$

### **6.8 Disposición adicional decimoquinta. Limitaciones por zonas territoriales a la capacidad de conexión de instalaciones de generación.**

Se valora positivamente, en aras a garantizar la seguridad de suministro, que el Gestor de la Red de Transporte pueda establecer límites por zonas territoriales a la capacidad de conexión a las instalaciones de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, si bien, se entiende necesario que dicha limitación sea expresamente aprobada con carácter previo por el Ministerio, tras informe de la CNE. Asimismo, esta Comisión entiende que dicha limitación debería ser de carácter temporal, siempre y cuando se prevean desarrollos futuros factibles de las redes de transporte y distribución que permitan soslayar la misma.

No obstante, se considera que esta medida debiera ser introducida en un desarrollo normativo a parte del Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica.

### **6.9 Disposición adicional decimoséptima. Gestión de los contratos suscritos por “Red Eléctrica de España, Sociedad Anónima”, a que se refiere el apartado tercero de la disposición transitoria novena de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.**

Esta disposición modifica de manera radical la forma en que estos contratos han venido siendo integrados en el Mercado de Producción de Energía eléctrica, pasando de ser integrados de forma instrumental a ser gestionados por Red Eléctrica de España.

Bajo el sistema anterior no existía necesidad de adoptar decisión alguna respecto de la programación de los contratos (gestión de los mismos), de manera que resultaba irrelevante quién los representase de manera instrumental en el mercado.

Bajo el sistema actual, se otorga a REE la capacidad de gestión de los contratos, es decir, de decidir en qué condiciones ejecutarlos, pero al mismo tiempo se le exige completamente de los resultados económicos de sus actuaciones.

Esta modificación, además, puede ir en contra de los principios de separación de actividades de la Directiva 54/2003, al pasar a desarrollar el operador del sistema y gestor de la red de transporte una actividad no regulada. En este sentido, podría plantearse que para no perder el carácter de regulada, los planes de gestión de esa energía se sometiesen a supervisión y aprobación previa periódica de la CNE.

Además, si finalmente se mantiene la modificación introducida, debe preverse, al menos ante situaciones evidentes de falta de cumplimiento de los objetivos de “optimización de la diferencia entre los ingresos y los costes”, una repercusión adecuada de los resultados económicos sobre la sociedad encargada de gestionar los contratos.

#### ***6.10 Disposición adicional decimoctava. Límites del cumplimiento de la calidad.***

Esta Comisión valora positivamente la modificación, a más exigentes, de los límites establecidos en los artículos 104.2, relativos a la calidad de suministro individual, y 106.3, relativos a la calidad de suministro zonal, del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, ello en virtud de lo dispuesto en la disposición final segunda del mismo, que establece que el Ministerio revisará cada cuatro años dichos valores en función de los datos obtenidos y la evolución del nivel de exigencia de los consumidores. Al respecto, y en base a la información obrante en esta Comisión, los nuevos límites establecidos para la calidad individual y zonal van en línea con las crecientes necesidades que al respecto demandan los consumidores de energía eléctrica, aproximándolos a los observados en los países más desarrollados. Dichas mayores exigencias en la calidad de suministro conllevan, como ya se ha indicado en el apartado dedicado a la retribución de la actividad de distribución, unas mayores inversiones y un mejor mantenimiento de las redes, que justifica en buena parte el incremento retributivo de la actividad, comentado anteriormente.

#### ***6.11 Disposición adicional decimonovena. Zonas de regulación.***

La propuesta recoge, tal como ha indicado esta Comisión en el informe sobre el PO 7.2 de mayo de 2006, la necesidad de revisar el servicio de regulación secundaria de manera global. Adicionalmente, la norma prevé que se aplique el límite de 300 MW para la constitución de zonas de regulación bajo el sistema de regulación secundaria actual.

Debe destacarse que dicho límite no se corresponde con los valores (del orden de 1000 MW) razonadamente propuestos por el Operador de Sistema en otras ocasiones.

En opinión de esta Comisión, tal como se recogía en el mencionado informe de mayo de 2006, debe permitirse participar en el servicio de regulación a los nuevos productores, probablemente con potencias incluso inferiores a los 300 MW. Sin embargo, no se considera adecuada la medida de reducir el tamaño mínimo de la zona de regulación, en contra de la opinión técnica del Operador de Sistema. La solución a este problema debe plantearse en el ámbito de la revisión global del servicio de regulación secundaria, tras analizar las diversas opciones técnicamente viables para la integración de los productores de menor tamaño en la prestación del citado servicio de regulación secundaria.

Como cuestión de detalle, la referencia que se hace a Red Eléctrica de España, S.A. debería sustituirse por la del Operador del Sistema.

### **6.12 Disposición adicional vigésima. Emisiones primarias de energía.**

La Disposición adicional vigésima de la propuesta de Real Decreto objeto de informe recoge el desarrollo reglamentario de la Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997, en materia de emisiones primarias de energía.

La Disposición Adicional Decimosexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico establece:

*“El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica,*

*equivalente a una potencia constante durante un plazo de tiempo no superior a un año natural.*

*Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico.*

*La potencia afectada en cada emisión no podrá ser superior, para cada operador dominante, al 20 por ciento de la potencia eléctrica instalada de la que sea directa o indirectamente titular. La capacidad de producción que podrá ser adquirida individualmente en cada emisión por cada participante quedará limitada a un máximo del 10 por ciento de la potencia total emitida*

*El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.”*

La propuesta de Real Decreto pretende implementar las referidas emisiones primarias de energía mediante el establecimiento de opciones de compra con entrega física de la energía, que serán asignadas mediante procedimiento de subasta (gestionado por el OMEL y supervisado por la CNE), y que tendrá las siguientes características:

- Participantes caracterizados a priori por el lado de la oferta (ENDESA e IBERDROLA) y de la demanda (todos los sujetos menos los pertenecientes a los grupos empresariales ENDESA, IBERDROLA y UNIÓN FENOSA)
- Una cantidad de potencia prefijada a entregar en cada hora (véase el cuadro contenido en el punto 4 de la Disposición que se muestra a continuación)
- Un periodo de entrega definido (véase el cuadro contenido en el punto 4 de la Disposición que se muestra a continuación)
- Un precio de ejercicio conocido

GRUPO	Año 1: 1 de Julio 07 – 30 de junio 08		Año 2: 1 de Julio 08 – 30 de junio 09		Año 3: 1 de Julio 09 – 30 de junio 10	
	Punta	Valle	Punta	Valle	Punta	Valle
Endesa	2.500	1.000	5.000	1.000	5.000	1.000
Iberdrola	2.500	1.000	5.000	1.000	5.000	1.000
Total	5.000	2.000	10.000	2.000	10.000	2.000

Nota: se considerarán horas punta 4 horas diarias a elección del tenedor de la opción entre las 11:00 y las 23:00 de los días de lunes a viernes.

Las emisiones de energía primaria constituyen un instrumento regulatorio empleado normalmente para limitar el poder de mercado de empresas de generación dominante o como condición impuesta para autorizar un proceso de fusión. En este sentido, dadas las características del mercado español, puede resultar un mecanismo positivo.

No obstante, se quieren señalar varios aspectos:

En relación con las características del producto se considera que debieran diseñarse productos normalizados con objeto de facilitar su liquidez y de que resulten atractivo para los demandantes.

En relación con la modalidad de contratación en la que ha de resultar la energía subastada, señala en su apartado 7 que *“Los resultados de la subasta se formalizaran a través de contratos bilaterales con entrega física, y como tales, las opciones a que se hace referencia en la presente disposición adicional estarán sujetas a la regulación general aplicable a dichos contratos”*. De esta manera se opta por un esquema de contratación bilateral obligatoria, impidiendo que la energía se incorpore de nuevo al pool por los comercializadores.

En relación con los participantes, cabe señalar que como oferentes están obligados a participar los Operadores Dominantes que se indican en la norma (ENDESA e IBERDROLA), es decir, se refiere sólo a dos de ellos.

De esta manera, el desarrollo reglamentario de este régimen legal, que en sí mismo es potestativo (*“El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria..”*), ha optado por el establecimiento de una obligación de emisión sólo para los dos sujetos dominantes indiscutidos en el mercado, como son ENDESA e IBERDROLA, excluyendo sin embargo a UNION FENOSA, lo que no ha de ser necesariamente contrario a Ley por mas que la norma legal señale en su párrafo segundo que *“Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el sector eléctrico”*, si atendemos al carácter potestativo de la cuestión misma del desarrollo reglamentario de estas emisiones.

Sin embargo, como posibles demandantes se refiere a todos los sujetos del mercado de producción, a excepción de aquellos pertenecientes a los grupos empresariales de ENDESA, IBERDROLA y UNION FENOSA considerados como Operadores Dominantes en el sector eléctrico por la Comisión Nacional de Energía por Resolución de 16 de febrero de 2006 por la que se establecen a los efectos de lo dispuesto en el artículo 34 y en la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, las relaciones de operadores principales y dominantes en los sectores energéticos.

No recoge la norma legal sin embargo referencia alguna a que los operadores dominantes estén excluidos de la facultad de beneficiarse de la subasta, si bien parece lógico que las sociedades comercializadoras (y en general cualquier otra sociedad) de los grupos de sociedades a los que pertenecen los productores obligados a realizar emisiones de energía se vean privados de tal facultad, pues de lo contrario el objetivo de la norma se vería frustrado.

En este caso, la propuesta reglamentaria opta por excluir a UNION FENOSA, operador dominante, de la obligación de realizar la subasta (lo cual puede ser valorado como adecuado a la vista de su potencia instalada, cuota de mercado y diferencia de tamaño respecto del resto de operadores dominantes), si bien se refiere a la propia condición de dominante para excluirlo del conjunto de sujetos potencialmente beneficiarios de la subasta, algo que parece igualmente positivo a la vista de que, de lo contrario, se permitiría a un operador declarado dominante beneficiarse de una medida que en principio mas bien ha de obligarle en términos de emisión y no en términos de beneficio de adquisición.

Asimismo, se ha de resaltar que la disposición comentada no hace referencia alguna al límite del 10 % que como máximo puede adquirir cada sujeto beneficiario, lo cual constituye un límite que el resultado de las subastas no puede en ningún caso superar, y acaso la norma reglamentaria y el procedimiento de subastas debería recoger.

Resulta necesario señalar que, a la vista de la referencia a los operadores dominantes como sujetos obligados a la emisión, debería en su caso estudiarse la posibilidad de obligar en el futuro a otros sujetos que obtengan tal calificación una vez se tome en consideración el mercado más amplio de carácter ibérico. De la misma manera, sería coherente excluir igualmente a los operadores dominantes tanto actuales como futuros (mercado ibérico) de la posibilidad de beneficiarse de las subastas como sujetos demandantes. En particular, resulta necesario analizar el tratamiento del grupo EDP-Cantábrico en el mecanismo de obligación de emisión y beneficiario de la subasta como sujeto demandante.

En su apartado 5 señala que *“El Operador del Mercado Ibérico – Polo Español (OMEL) gestionará el mecanismo de subasta mediante el cual se asignarán las opciones”*, y en el 6 que *“La Comisión Nacional de Energía supervisará que el procedimiento de subasta se realiza de forma competitiva y de acuerdo a la normativa vigente. A estos efectos, OMEL elaborará un informe que remitirá a la Comisión Nacional de Energía y a la Secretaría General de Energía”*.

Finalmente, se señala la errata en la referencia a la Disposición adicional vigésima sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico y se propone sustituirla por Disposición adicional décimo sexta de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del sector eléctrico.

**6.13 Disposición adicional vigésimo primera. Modificaciones del Real Decreto 1164/2001, de 26 de octubre, por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica.**

Esta Comisión valora positivamente que modifique el calendario de aplicación a la tarifa de acceso 2.0 A con discriminación nocturna en línea con la modificación introducida en las correspondientes tarifas integrales, no obstante, considera necesario que se aclaren diversos aspectos relacionados con su aplicación. En concreto, se considera necesario revisar los coeficientes de pérdidas por periodo, así como la revisión del perfil b, utilizados para la liquidación de la energía de los consumidores acogidos a la tarifa de acceso 2.0NA.

#### ***6.14 Disposición adicional vigésimo segunda. Plan de instalación de equipos de medida.***

Esta disposición encarga a la CNE la elaboración de una propuesta de plan para la sustitución a nivel nacional de contadores que permitan la discriminación horaria de las medidas y la telegestión en todos los suministros de energía eléctrica hasta una potencia de 15 kW. Un aspecto importante que deberá analizarse en dicha propuesta es el ritmo apropiado de sustitución, una vez comprobado el estado tecnológico de los sistemas que soportan las capacidades solicitadas, la eventual necesidad de adaptar algunas instalaciones receptoras, los necesarios procesos de pruebas a través de instalaciones piloto antes de realizar la implantación masiva que alcance a los cerca de 18 millones de contadores previstos, etc. Por ello sería preferible que el Real Decreto no marcara expresamente el nivel de sustitución a alcanzar en la propuesta de la CNE, sin perjuicio de que el MITYC pueda adoptar la decisión conveniente a la vista del informe técnico elaborado por ésta.

#### ***6.15 Disposición adicional vigésimo tercera. Realización de la prueba de funcionamiento para el cálculo de la potencia neta instalada.***

Además de las medidas recogidas en esta disposición sería conveniente establecer la obligación de realizar este tipo de pruebas con carácter periódico (por ejemplo cada 5 años) para mantener una buena información de la potencia existente en el sistema, a efectos de cobertura de la demanda y de la retribución por garantía de potencia.

Cabe además señalar, aunque no requiera modificación de lo dispuesto en el presente Real Decreto, que sería conveniente revisar el contenido de la Resolución de la Dirección General de la Energía de fecha 5 de abril de 2000, en la que se especifica el protocolo de realización de las pruebas para los grupos con derecho al cobro por garantía de potencia, estableciendo un mejor control de las condiciones y los resultados de las pruebas realizadas.

***6.16 Disposición adicional vigésimo cuarta. Precio provisional a considerar para los distribuidores por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación.***

La propuesta opta por reconocer como precio provisional a reconocer, en 2007, por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación, el precio de casación del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica.

Esta Comisión considera que debiera establecerse como precio provisional a reconocer en 2007 el precio final del mercado. Asimismo, debe destacarse que, con este tratamiento, los precios derivados de las citadas transacciones llevarán necesariamente incorporado el efecto del mecanismo de comercio de emisiones de gases de efecto invernadero. De aplicarse en el año 2007 el tratamiento previsto en la propuesta de Orden que desarrolla el artículo 2 del RDL 3/2003, que exime de la devolución de derechos a la energía afecta a este mecanismo, supondría un trato de favor a este tipo de energía frente a la vendida en el mercado, que resulta contrario a los objetivos del propios RDL 3/2006.

Por otra parte, debe considerarse si en el precio provisional a aplicar no correspondería adicionar la parte que proporcionalmente corresponda a esta energía de los servicios de ajuste del sistema y de la garantía de potencia.

***6.17 Disposición adicional vigésimo quinta. Cambio de la modalidad de contratación.***

Esta disposición limita el retorno de los consumidores de mercado liberalizado a mercado regulado. En concreto, se establece que los clientes de baja tensión que estén en el mercado no podrán volver a contratar su energía a tarifa hasta que no hayan transcurrido como mínimo doce meses.

Esta Comisión valora positivamente la medida introducida y, sobre todo, la imposibilidad del retorno de los consumidores de alta tensión a régimen de tarifa, en la medida en que elimina la opcionalidad del consumidor y se termina con el periodo transitorio.

En relación con lo anterior, se considera adecuado introducir en la Disposición adicional vigésima quinta, con objeto de evitar retornos masivos a mercado regulado, el siguiente epígrafe:

*”A la entrada en vigor presente del Real Decreto los consumidores conectados a redes de alta tensión que estén en el mercado liberalizado no podrán volver a contratar su energía a tarifa”*

#### ***6.18 Disposición adicional vigésimo sexta. Ampliación del plazo de aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.***

En la Disposición adicional vigésimo sexta, se amplía el periodo transitorio de las instalaciones de régimen especial que estuvieron acogidas al RD 2818/1998, que se encuentran en la DT 2ª del RD 436/2004 y que en principio finaliza el 31 de diciembre de 2006, en tanto no sea modificado el régimen jurídico y económico del régimen especial. Esta disposición sigue el criterio establecido en la DT 2ª del RD Ley 7/2006, de no modificar el régimen económico de las instalaciones de régimen especial en tanto no se desarrolla lo dispuesto en dicho RD Ley.

Por su parte, las instalaciones que estuvieron acogidas al RD 2366/1994, que se encuentran en la DT 1ª del RD 436/2004, conforme a la mencionada DT 2ª del RD Ley

7/2006, mantendrán su régimen en tanto no sea modificado el régimen jurídico y económico del régimen especial.

### ***6.19 Nueva Disposición Adicional.***

Se considera necesario añadir una Disposición Adicional con el mismo contenido que la DA novena del Real Decreto 1556/2005, de 25 de diciembre, por el que se establece la tarifa para 2007, en relación con los ingresos liquidables procedentes de la facturación correspondiente a los suministros realizados a empleados de empresas eléctricas.

Si bien no aparece precepto alguno en esta propuesta de RD, en tanto no queda derogado por no oponerse a la propuesta de Real Decreto de Tarifas de 2007 se entiende aplicable con las modificaciones necesarias para adaptar las tarifas de baja tensión a la nueva estructura.

### ***6.20 Disposición transitoria primera. Desaparición de los complementos por interrumpibilidad correspondiente a tarifas generales de alta tensión y de la tarifa horaria de potencia.***

En relación a la desaparición de los complementos por interrumpibilidad y tarifa horaria el 1 de julio de 2008 se ha de mencionar que, según la Orden de 12 de enero de 2005, estos descuentos se realizan por temporada que cubre períodos de noviembre a octubre por lo que se considera más adecuado ligar la supresión de dichos complementos con el fin de la temporada eléctrica, teniendo el efecto sobre facturaciones provisionales no cerradas.

### ***6.21 Disposición transitoria segunda. Incentivo para las instalaciones del subgrupo a 1.1 de más de 10MW y no más de 25 MW de potencia instalada definidas en el Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo.***

En esta disposición se señala que se modifica el incentivo de las cogeneraciones del subgrupo a.1.1. de potencia entre 10 y 25 MW, cuando en realidad se vuelven a

establecer, ahora en valores monetarios, los mismos incentivos económicos vigentes en el RD 436/2004.

La tarifa media o de referencia (TMR) establecida al inicio de 2006 fue de 7,6588 c€/kWh. Los incentivos establecidos corresponden a 20% TMR durante los primeros 15 años y el 15% TMR, durante el resto, lo que supone unos precios de 1,5319 c€/kWh durante los primeros 15 años y 1,1488, durante el resto.

La CNE considera que esta disposición ha de ser modificada para que las instalaciones de cogeneración de potencia entre 10 y 15 MW no vea modificada su retribución en tanto no sea desarrollado el mencionado RD Ley 7/2006, conforme a lo establecido en la propia DT 2ª.1 de este RD Ley. Se ha interpretado por determinados agentes que a la entrada en vigor del RD Ley 7/2006, que suprimía los Costes de Transición a la Competencia (CT's), también suprimía la prima asociada las cogeneraciones de potencia instalada entre 10 y 25 MW, ya que la tenían condicionada a la existencia de dichos CTC's, según la DT 8ª de la Ley 54/1997. En estos momentos existen cogeneraciones en estas circunstancias adscritas tanto al subgrupo a.1.1 del RD 436/2004 como al grupo a.1. de su DT 2ª.

En la medida en que los CTC's fueron suprimidos por el Real Decreto Ley 7/2006, dicha prima debe desaparecer, pero siguiendo es espíritu de la DT 2ª de dicho RD Ley de no modificar el régimen económico del régimen especial, se debe entender que las primas y tarifas no han de sufrir modificación en tanto no sea desarrollado dicho RD Ley.

Por lo tanto, en la disposición que se informa debería quedar modificada como sigue:

*“Hasta que no se desarrolle el régimen retributivo de las instalaciones del régimen especial, conforme a lo establecido en el Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, las instalaciones de cogeneración con potencia instalada de más de 10 MW y no más de 25 MW que a la entrada en vigor de dicho RD Ley se encontraban adscritas al subgrupo a.1.1. del RD 436/2004, deben aplicar la tarifa de 4,2123 ce/kWh o en su caso, la prima de 0,3829 c€/kWh y el incentivo de 1,5318 c€/kWh durante los primeros 15 años desde su puesta en marcha, y el incentivo de 1,1488 c€/kWh a partir de entonces, y las instalaciones de esta potencia adscritas al grupo a.1 de la DT 2ª deben aplicar la prima*

*establecida en el apartado 4 a) de dicha DT 2ª con los valores de los parámetros a.1 y a.2 que estaban vigentes a 1 de enero de 2006”.*

### ***6.22 Disposición transitoria tercera. Adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a la tarifa de alumbrado público.***

Esta Comisión entiende que para los consumidores acogidos a la tarifa B.0 con potencia contratada inferior o igual a 15 kW existe una errata en la asignación de los consumos entre las horas punta y las horas valle. Así, el consumo asignado a las horas valle debería ser de un 86% y el asignado a las horas punta debería ser de un 14%, y no a la inversa. Como cuestión de detalle, se entiende que en el último párrafo de esta Disposición cuando se dice: “... que a 31 de diciembre de 2007 ...”, debería decirse: “... que a 31 de diciembre de 2006 ...”.

### ***6.23 Disposición transitoria cuarta. Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación horaria Tipo 0.***

Esta Comisión propone la adaptación de la actual tarifa 2.0N a la nueva estructura de tarifas para clientes de la propuesta de RD con discriminación DHA, habida cuenta que el impacto, en términos medios, sobre este colectivo se estima en un incremento adicional de 1% respecto al incremento medio de la tarifa 2.0N según propuesta de RD.

En caso de que se decida mantener la tarifa 2.0N, se propone la siguiente redacción para la disposición transitoria cuarta (véase epígrafe 4.2.1.3):

*“Disposición transitoria cuarta. Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna.*

*Los suministros que a la entrada en vigor del presente Real Decreto estuvieran acogidos a la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna, podrán continuar acogidos a esta tarifa hasta el 31 de diciembre de 2009.*

La duración de cada período será la que se detalla a continuación:

Períodos horarios	Duración
Punta	16 horas/día
Valle	8 horas/día

Se considerarán como horas punta y valle en todas las zonas las siguientes:

INVIERNO		VERANO	
Punta	Valle	Punta	Valle
8-23	24-7	9-24	0-8

Los cambios de horario de invierno a verano o viceversa coincidirán con la fecha del cambio oficial de hora.

Los precios a aplicar a partir del 1 de enero de 2007 serán los siguientes:

TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA DIA	TÉRMINO DE ENERGÍA NOCHE
TP: €/kW y mes	Te: €/kWh	Te: €/kWh
1,615741	0,094297	0,042761

En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia prevista demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle “.

## **6.24 Disposición transitoria quinta. Adaptación de la tarifa de acceso 2.0NA.**

El último párrafo de esta Disposición debería quedar redactado del siguiente modo: “En cualquier caso, para estos suministros la potencia a contratar será la máxima potencia contrata prevista demandar considerando tanto las horas punta como las horas valle”.

### **6.25 Disposición transitoria sexta. Servicios de gestión de demanda en el mercado.**

Esta Comisión, valora positivamente, la introducción en el mercado liberalizado de los servicios de gestión de demanda, en tanto en cuanto, que se retribuyen unos servicios, tales como la interrumpibilidad o la energía reactiva, que actualmente no están retribuidos en el mercado liberalizado. No obstante, se considera necesario señalar los siguientes aspectos:

En primer lugar, se considera que las características y la retribución de los servicios de gestión de la demanda aplicables en mercado regulado y en mercado liberalizado, deberían ser los mismos, debido a que los beneficios que aportan los clientes acogidos a estos servicios son independientes de que estén en mercado regulado o mercado liberalizado.

En segundo lugar, se considera que el desarrollo de las condiciones de estos servicios y el establecimiento de los requisitos para la participación por el Ministerio de Industria Turismo y Comercio establecido el punto 2 de esta disposición, ha de entenderse como un desarrollo de la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, por lo que deberá someterse al informe preceptivo de la CNE previo a la aprobación por parte del MITYC.

En tercer lugar, en relación con la regulación de este tipo de servicios ha de señalarse que cualquier servicio de interrumpibilidad, para que efectivamente pueda aportar ventajas a la seguridad del sistema equiparables a la disposición de mayor potencia de generación, debe contemplar un ámbito temporal plurianual. Es decir, que el compromiso de reducción de carga debe extenderse a varios años. En caso contrario, los agentes podrán arbitrar con el mecanismo, ofreciendo estos servicios en los años en que el sistema esté más holgado (por la situación de hidraulicidad o por la concreta adecuación del ritmo inversor al crecimiento de la demanda), y dejando de ofrecerlos en los años de cobertura más ajustada. En caso de no plantearse un sistema con compromisos plurianuales, sería necesario calcular cada año el valor del servicio de interrumpibilidad, en función de las condiciones de la oferta y la demanda concretas previstas para dicho año.

Por último, se propone sustituir las referencias que se hacen a Red Eléctrica de España, S.A. deberían sustituirse por las del Operador del Sistema.

### ***6.26 Disposición transitoria séptima. Cobro por garantía de potencia.***

Esta disposición prevé que, hasta que se efectúe la revisión del mecanismo de retribución por garantía de potencia, las unidades de producción de energía eléctrica nuclear no tendrán derecho al cobro por garantía de potencia.

Dada la naturaleza de determinadas tecnologías de producción de energía eléctrica, se considera conveniente que el no cobro por garantía de potencia de la energía nuclear, podría extenderse a otras tecnologías, por ejemplo la hidráulica.

### ***6.27 Nuevas disposiciones transitorias***

#### **6.27.1 Disposición transitoria novena. Adscripción a centro de control**

Para aquellas instalaciones de régimen especial con potencia superior a 10 MW a las que se refiere el apartado 7 del artículo 28 del Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, que a la entrada en vigor del presente Real Decreto no hubieran cumplido con la obligación de estar asociadas a un centro de control en el plazo fijado en la Disposición Transitoria quinta del Real Decreto 1454/2005, de 2 de diciembre, se establece un nuevo periodo transitorio que finaliza el 30 de junio de 2007.

#### **6.27.2 Disposición transitoria décima. Adaptación de los sistemas de facturación a la nueva estructura de tarifas de baja tensión**

En opinión de esta Comisión, dada la trascendencia de los cambios introducidos por la disposición adicional cuarta en relación con la implantación de la nueva estructura de tarifas aplicables a los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, se considera adecuado introducir una disposición transitoria que permita a las

empresas distribuidoras la adecuación de sus procesos de facturación a nueva estructura de tarifas.

*“Disposición transitoria novena. Adaptación de los sistemas de facturación a la nueva estructura de tarifas de baja tensión”*

*Se establece un plazo máximo de tres meses a partir de la entrada en vigor de este Real Decreto para que las empresas distribuidoras procedan a la adaptación de sus sistemas de facturación de acuerdo a lo establecido en el punto 1 de la Disposición adicional cuarta.*

*Durante este periodo transitorio, las empresas distribuidoras podrán facturar a los suministros acogidos a la tarifa 1.0 y 2.0 con y sin complemento por discriminación horaria nocturna, establecidas en el apartado 3.1.2 de la Orden de 12 de enero de 1995, a los precios de los términos de potencia y de energía correspondientes a la tarifa 1.0 y 2.0.1 establecidos en el Anexo del presente Real Decreto, indicándolo claramente en las facturas que remitan a los consumidores.*

*Una vez que se realice la adaptación de los sistemas de facturación a lo establecido en el presente Real Decreto, los distribuidores deberán incluir en la próxima factura que remitan a sus clientes la diferencia entre las facturaciones remitidas y las facturaciones resultantes de aplicar los términos de potencia y energía correspondientes a la tarifa que les es de aplicación en función de la potencia contratada.”*

### **6.27.3 Disposición transitoria undécima. Adecuación de los equipos de medida de los clientes acogidos a las tarifas de riegos agrícolas.**

Dado que para el 1 de julio de 2007 está prevista la desaparición de las tarifas de riegos agrícolas, esta Comisión entiende necesario incluir en el Real Decreto que se informa, una disposición transitoria para la adecuación de los equipos de medida de tales

consumidores similar a la establecida, en la Disposición transitoria tercera, para los consumidores acogidos a la tarifa de alumbrado público.

### **6.28 Disposición final primera. Facultad de desarrollo.**

En el punto 2 de esta disposición se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de pagos de garantía de potencia y los coeficientes establecidos en la disposición adicional séptima.

Dicha habilitación se complementa con el encargo realizado a la CNE de una propuesta de revisión de los mecanismos de asignación y los procedimientos de cobro y pago de la garantía de potencia. Tratándose de revisar el modelo de retribución por garantía de potencia de una manera global, es recomendable permitir cualquier tipo de modificación tanto del esquema de cobros como de pagos del mecanismo, no siendo necesario que subsista el actual esquema de coeficientes establecido en la disposición adicional séptima. Baste recordar que tal sistema de coeficientes no existía al principio de funcionamiento del mercado.

Se propone por tanto que la redacción del punto 2 recoja una habilitación más general, como la que se recoge a continuación, de forma coherente con el encargo realizado a la CNE en la Disposición Adicional Duodécima:

*“- Modificar el sistema de cobros y pagos de garantía de potencia”.*

### **6.29 Otras consideraciones**

#### **6.29.1 Sobre la revisión de los costes y tarifas a partir de 1 de enero de 2007**

El artículo 1 punto 1 de la propuesta de RD establece que el 1 de abril, previos trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a efectuar una nueva

revisión de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras.

Esta comisión considera necesario, como se ha justificado a lo largo del presente informe, que se establezcan revisiones trimestrales de la tarifas integrales con el objetivo de trasladar adecuadamente el coste de la energía a los clientes que permanecen en régimen de tarifa integral y, en consecuencia, se propone la siguiente redacción alternativa al artículo 1 punto 1 de la propuesta de RD:

*“1. Se revisan las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica y las tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, teniendo en cuenta los costes previstos para dicho año.*

*Con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procederá a efectuar una nueva revisión de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica.”*

### **6.29.2 Sobre los costes a recuperar con cargo a cuotas**

Esta Comisión considera que, es importante señalar que se considera existe un error de cálculo en la determinación de los porcentajes a aplicar sobre la facturación de los suministros a tarifa, en la medida en que la aplicación de dichos porcentajes sobre los ingresos previstos por el MITYC no aseguran la recuperación de los costes con cargo a cuotas, en consecuencia se propone la sustitución de punto 1 del artículo 3, por lo siguiente:

*“1. La cuantía de los costes con destinos específicos de acuerdo con el Capítulo II del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, que deben satisfacer los consumidores de energía eléctrica por los suministros a tarifa, se establecen a partir del 1 de enero de 2007 en los porcentajes siguientes:*

	<b>% Sobre Tarifa</b>
<b>Costes permanentes:</b>	
- <i>Compensación insulares y extrapeninsulares</i>	5,711
- <i>Operador del Sistema</i>	0,166
- <i>Operador del Mercado</i>	0,049
- <i>Tasa de la Comisión Nacional de Energía</i>	0,069
<b>Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:</b>	
- <i>Moratoria nuclear</i>	0,020
- <i>Fondo para la financiación de actividades del Plan General de Residuos Radiactivos</i>	0,242
- <i>Coste de la compensación por interrumpibilidad, por adquisición de energía a las instalaciones de producción en régimen especial y otras compensaciones</i>	0,069
- <i>Recargo para recuperar el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005:</i>	1,626

### 6.29.3 Corrección de erratas en el ANEXO I

- Se considera conveniente sustituir la referencia que se hace a Red Eléctrica de España, S.A. en el punto 2 de este ANEXO I debería sustituirse por la del Operador del Sistema.
- Asimismo, se considera conveniente sustituir la referencia que se hace a GESA I y UNELCO I en el punto 4.1 del ANEXO I por la de ENDESA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA, S.L.U. para sus suministros en Baleares y Canarias.



# **ANEXO I**

## **ESCENARIO DE COSTES CNE**

CONCEPTO DE COSTE (Miles €)	PROPUESTA DE RD			PROPUESTA CNE			PROPUESTA CNE - PROPUESTA DE RD	
	GWh	€/MWh	Miles de €	GWh	€/MWh	Miles de €	Miles de €	%
<b>Transporte</b>			<b>1.089.499</b>			<b>1.089.773</b>	<b>274</b>	<b>0,03%</b>
Empresas Peninsulares			992.892			993.166	274	0,0%
REE			928.195			928.469	274	0,0%
Resto peninsulares			64.697			64.697	0	0,0%
Extrapeninsulares			96.607			96.607	0	0,0%
<b>Distribución</b>			<b>4.299.765</b>			<b>4.299.765</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
Retribución a la Distribución			3.571.093			3.571.093	0	0,0%
Coste Distribución Extrapeninsular			283.382			283.382	0	0,0%
Margen Distribuidores D.T 11ª			178.530			178.530	0	0,0%
Eficiencia energética			176.760			176.760	0	0,0%
Calidad del servicio			90.000			90.000	0	0,0%
<b>Comercialización</b>			<b>306.019</b>			<b>306.019</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
Gestión Comercial			286.598			286.598	0	0,0%
Gestión Comercial Extrapeninsular			19.421			19.421	0	0,0%
<b>Costes permanentes</b>			<b>2.139.243</b>			<b>1.958.188</b>	<b>-181.055</b>	<b>-8,5%</b>
Compensación extrapeninsulares			1.219.251			1.054.000	-165.251	-13,55%
Operador de sistema			35.503			35.503	0	0,0%
Operador de mercado			10.379			10.379	0	0,0%
Tasa CNE			16.777			16.777	0	0,0%
Plan de viabilidad de ELCOGAS			25.000			25.000	0	0,0%
<b>Total DEFICIT DE AÑOS ANTERIORES</b>			<b>832.333</b>			<b>816.529</b>	<b>-15.804</b>	<b>-1,9%</b>
Deficit años 2000, 2001, 2002			231.456			231.456	0	0,0%
Deficit de ingresos año 2005			347.102			331.298	-15.804	-4,6%
Deficit de ingresos año 2006			173.122			173.122	0	0,0%
Deficit extrapeninsular hasta 2005			80.653			80.653	0	0,0%
CTCS			0			0	0	0,0%
<b>Costes de diversificación y seguridad del abastecimiento</b>			<b>71.599</b>			<b>71.599</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
Moratoria Nuclear:			5.163			5.163	0	0,0%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear:			51.636			51.636	0	0,0%
Interrumpibilidad y Régimen especial:			14.800			14.800	0	0,0%
<b>Prima régimen especial</b>	<b>62.290</b>	<b>26,72</b>	<b>1.664.412</b>	<b>62.290</b>	<b>26,72</b>	<b>1.664.412</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Coste de Generación</b>	<b>279.571</b>	<b>62,72</b>	<b>17.533.585</b>	<b>279.597</b>	<b>63,37</b>	<b>17.718.798</b>	<b>185.213</b>	<b>1,1%</b>
<b>Régimen Ordinario</b>	<b>202.541</b>	<b>57,72</b>	<b>11.691.177</b>	<b>202.541</b>	<b>59,15</b>	<b>11.980.739</b>	<b>289.562</b>	<b>2,5%</b>
Energía	202.541	52,97	10.728.972	202.541	52,97	10.728.972	0	0,0%
PGP	142.345	4,81	684.724	142.345	4,81	974.286	289.562	42,3%
SSCC	1,37	277.481	1,37	1,37	277.481	0	0,0%	
<b>Régimen Especial</b>	<b>62.290</b>	<b>59,15</b>	<b>3.684.588</b>	<b>62.290</b>	<b>59,15</b>	<b>3.684.588</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
Energía	62.290	52,97	3.299.617	62.290	52,97	3.299.617	0	0,0%
PGP	4,81	299.634	4,81	4,81	299.634	0	0,0%	
SSCC	1,37	85.337	1,37	1,37	85.337	0	0,0%	
<b>Contrato REE - EDF y otros intercambios</b>	<b>-807</b>	<b>47,83</b>	<b>-38.599</b>	<b>-807</b>	<b>47,83</b>	<b>-38.599</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
<b>Extrapeninsulares</b>	<b>15.547</b>	<b>136,14</b>	<b>2.116.634</b>	<b>15.573</b>	<b>129,22</b>	<b>2.012.285</b>	<b>-104.349</b>	<b>-4,9%</b>
<b>Incentivo al consumo del carbon autóctono</b>			<b>79.784</b>			<b>79.784</b>	<b>0</b>	<b>0,0%</b>
Ingresos por Exportaciones			-17.300			-17.300	0	0,0%
Costes Doblemente Contabilizados			-1.219.251			-1.054.000	165.251	-13,6%
<b>COSTE TOTAL DEL SISTEMA</b>			<b>25.867.571</b>			<b>26.037.254</b>	<b>169.683</b>	<b>0,7%</b>
<b>PRECIO MEDIO (Cent€/kWh)</b>			<b>10,2610</b>			<b>10,1906</b>		<b>14,75%</b>

## **ANEXO II**

# **ESCENARIO CNE DE PREVISIONES DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS REGULADOS A LAS TARIFAS VIGENTES**

## 1. INTRODUCCIÓN

La CNE ha recibido de las empresas distribuidoras Hidrocantábrico, Endesa, Iberdrola, Unión FENOSA, Viesgo, Fevasa y Solanar la información solicitada con fecha 21 de julio de 2006, relativa a:

- Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2006 y para el año 2007. Se solicitaba la descripción de las hipótesis consideradas en cada caso.
- Previsiones sobre consumos, potencias y facturación individualizadas de clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y tarifa horaria de potencia para el cierre del año 2006 y para el año 2007. Dicha información se solicitaba en relación a la Disposición adicional cuarta del RD 1556/2005.

Como se señaló en las cartas de petición de información, dicha información permitirá analizar el impacto que, sobre los ingresos del sistema, pudieran tener las diferentes variaciones en las tarifas integrales y de acceso que se consideren en la propuesta de RD sobre tarifa eléctrica para 2007.

Se han realizado las siguientes validaciones con la información recibida de las empresas distribuidoras.

En primer lugar, se analiza la consistencia de las previsiones proporcionadas por cada una de las empresas. Esto es, que las previsiones en las variables de facturación (número de clientes, potencias facturadas, potencias contratadas y consumo) de cada una de las tarifas integrales y de acceso sea coherente con la evolución observada en la base de datos de Liquidaciones SINCRO<sup>12</sup>.

---

<sup>12</sup> Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.

En segundo lugar, se comprueba que la información individualizada suministrada por cada una de las empresas relativa a clientes acogidos a tarifas interrumpibles y THP coincida, tanto con la información agregada de dichas tarifas que las empresas han proporcionado, como con la información individualizada de la base de datos de Liquidaciones y de las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas para estos clientes.

Por último, se valida para cada una de las empresas que los ingresos previstos para 2006 y 2007 sean el resultado de aplicar las tarifas vigentes establecidas en el Real Decreto 809/2006 a las variables de facturación previstas por las mismas para 2006 y 2007.

Como resultado de las validaciones anteriores se han registrado una serie de incidencias, que han sido comunicadas a cada una de las empresas, para que procedan a su aclaración y/o modificación.

A continuación, en el apartado segundo del presente informe se describen los principales cambios introducidos en el escenario CNE respecto a la información facilitada por las empresas, relativa a consumos y potencias.

En el apartado tercero, se describen las principales diferencias en la facturación de los consumos y potencias previstos para 2007 a las tarifas integrales y de acceso del RD 809/2006 respecto a la información de las empresas.

Por último, se presenta el escenario CNE para 2007.

## **2. MODIFICACIONES DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN, CONSUMOS Y POTENCIAS, PRESENTADAS POR LAS EMPRESAS**

Una vez analizada la información de las variables de facturación recibida de cada una de las empresas, se detectaron una serie de incidencias que fueron comunicadas por esta Dirección a las empresas.

Las incidencias detectadas son debidas, fundamentalmente, a errores de previsión, que han sido corregidas por las empresas, y remitidas a la Subdirección de Régimen de Sistemas Regulados de esta Comisión.

A continuación, se describen únicamente los cambios realizados a las previsiones de cierre de 2006 y 2007 facilitadas por las empresas.

#### *Clientes en régimen de tarifa integral*

Con carácter general se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas de este colectivo tanto para 2006 como para 2007, con las siguientes excepciones.

- *Tarifa B.0*

La empresa Fevasa proporciona información de previsiones de consumo, potencia facturada e ingresos para esta tarifa en el año 2007. Debido a que el RD 809/2006 establece que dicha tarifa desaparecerá el 1 de enero de 2007, se ha considerado con valor nulo las previsiones de las variables de facturación de dicha tarifa para 2007, introduciéndose los valores de las variables de facturación en la tarifa 2.0N.

- *Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad.*

Se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas en relación con las potencias facturadas y al consumo. Para las potencias contratadas se ha considerado la última información contemplada en la base de datos de Liquidaciones y las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia.*

Respecto a las potencias contratadas, cabe destacar que las potencias contratadas por periodo de este colectivo de consumidores se han comparado con la información de la

base de datos SINCRO y con las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas publicadas con anterioridad a la fecha de publicación de este informe.

En cuanto a las previsiones de consumos por periodos horarios de 2006 y 2007 cabe señalar que se consideraron los consumos totales facilitados por las empresas, pero los mismos fueron distribuidos según la curva de carga de dichos clientes en 2005.

### *Clientes en régimen de mercado*

Únicamente se han modificado las previsiones de las empresas relativas a:

- Tarifas de acceso de 6 periodos  
Respecto a las potencias facturadas por periodo para 2006 y 2007, se han modificado las potencias facturadas por periodo de la empresa Viesgo de forma que las potencias sean crecientes.
- Tarifas de acceso 6.5  
Se modifican las potencias facturadas por periodo de las tarifas de acceso 6.5 de las empresas Iberdrola, Unión Fenosa y Viesgo para 2006 de forma que las mismas sean crecientes.  
Asimismo, se modifican las previsiones de consumo por periodos de la tarifa de acceso 6.5 de la empresa Unión Fenosa, debido a problemas de unidades.
- TTS  
Se han modificado las previsiones de potencia facturada para 2006 y 2007 de la empresa Unión Fenosa de forma que coincida con la información de la base de datos SINCRO.

### 3. FACTURACIÓN ESCENARIO CNE VS FACTURACIÓN DE LAS EMPRESAS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y TARIFAS DE ACCESO DEL RD 809/2006

Una vez analizada la información suministrada por las empresas y, corrigiendo las incidencias descritas anteriormente, se ha procedido a facturar a los clientes a las tarifas integrales y de acceso del RD 809/2006.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2006 y 2007.

#### **Clientes en régimen de tarifa Integral**

Para cada tarifa integral:

— *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar el término de potencia del R.D. 809/2006 a la potencia facturada por tarifa integral.

$$\text{Fact Tp} = \text{Potencia Facturada} * \text{Tp}$$

— *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar el término de energía del R.D. 809/2005 al consumo previsto por tarifa integral.

$$\text{Fact Te} = \text{Consumo} * \text{Te}$$

— *Complementos de facturación:*

La facturación por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad se obtiene como resultado de aplicar el porcentaje de facturación que representa este complemento, bien sobre la facturación básica, bien sobre la facturación por término de energía, obtenida anteriormente. En concreto,

- Facturación Reactiva = % Reactiva \* (Fact. Tp + Fact. Te )
- Facturación discriminación Horaria (DH) = % DH \* Facturación Te
- Facturación Interrumpibilidad = % Interrump. \* (Fact. Tp + Fact. Te )
- Facturación Estacionalidad = % Estac. \* Fact. Te

Los porcentajes aplicados por cada concepto y tarifa integral se obtienen de la información proporcionada por las empresas.

Cabe señalar por un lado, que esta forma de cálculo de los complementos de facturación se ha realizado de forma individual para cada uno de los clientes acogidos a tarifas generales con complemento de interrumpibilidad.

Por otro lado, la tarifa de empleados se ha facturado a los términos de potencia y energía de la tarifa 2.0.

- *Clientes acogidos a Tarifa Horaria de Potencia (THP)*

Se ha optado por refacturar individualmente a cada uno de los clientes acogidos a esta tarifa.

- *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar los términos de potencia por periodo horario del R.D. 809/2006 a la potencia contratada por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía por periodo horario del R.D. 809/2006 al consumo por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a THP.
- *Facturación por excesos de potencia:* no se consideran excesos de potencia para estos clientes debido a que en el caso de aplicar excesos de potencia a clientes acogidos a THP son penalizados de forma cuadrática y a que se ha incluido información de potencias contratadas por periodos para la temporada 2006-2007.
- *Facturación por complemento de interrumpibilidad:* se ha aplicado individualmente la fórmula establecida en la Orden de 12 de enero de 1995 para calcular la facturación por este concepto.
- *Facturación por complemento de energía reactiva:* no se ha calculado facturación por energía reactiva a este colectivo de consumidores debido a que no se ha solicitado a las empresas previsión de consumo de energía reactiva para el cierre 2006 y 2007.

### Clientes en régimen de mercado

Respecto a la facturación de tarifas de acceso de los clientes en régimen de mercado, cabe señalar que se ha optado por facturar el término de potencia teniendo en cuenta la potencia facturada por periodo horario de los clientes en régimen de mercado.

- *Facturación por términos de potencia según tarifas de acceso:* resultado de aplicar los términos de potencia del R.D. 809/2006 a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^6 \text{Potencia Facturada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios aplicable en cada tarifa de acceso

- *Facturación por términos de energía:* resultado de aplicar los términos de energía del R.D. 809/2006 al consumo por periodo horario según cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Te} = \sum \text{Consumo}_i * \text{Te}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios

- *Facturación energía reactiva:* no se calcula la facturación por energía reactiva.
- *Facturación por excesos de potencia:* no se factura por excesos de potencia, por las mismas razones que las expuestas para los clientes acogidos a la Tarifa Horaria de Potencia.

#### **4. ESCENARIO CNE PARA 2007 DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO DEL RD 809/2006**

A continuación se resume el escenario de la CNE para 2007 de consumos, potencias, ingresos regulados (a las tarifas integrales y de acceso del RD 809/2006) previstos para el año 2007, desglosado por niveles de tensión.

**SISTEMA NACIONAL. PREVISIONES DE CONSUMOS E INGRESOS. AÑO 2007**

	Consumo (GWh)			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
<b>Baja Tensión</b> <b>(Nivel Tensión &lt; 1 kV)</b>	<b>103.260</b>	<b>19.422</b>	<b>15,8%</b>	<b>122.682</b>
Potencia ≤ 15 kW	79.159	5.911	6,9%	85.070
Potencia > 15 kW	24.102	13.511	35,9%	37.612
<b>Media Tensión</b> <b>( 1 &lt; Nivel Tensión ≤ 36 kV)</b>	<b>32.074</b>	<b>47.689</b>	<b>59,8%</b>	<b>79.763</b>
Potencia ≤ 450 kW	11.089	9.493	46,1%	20.583
Potencia > 450 kW	20.984	38.195	64,5%	59.180
<b>Alta Tensión</b> <b>(Nivel Tensión &gt; 36 kV)</b>	<b>38.392</b>	<b>13.476</b>	<b>26,0%</b>	<b>51.868</b>
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	14.139	7.324	34,1%	21.463
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	7.680	2.953	27,8%	10.633
Nivel Tensión > 145 kV	16.574	3.199	16,2%	19.773
<b>Total</b>	<b>173.726</b>	<b>80.587</b>	<b>31,7%</b>	<b>254.313</b>
<b>Otros (1)</b>	<b>1.296</b>	<b>196</b>	<b>13,1%</b>	<b>1.492</b>
<b>Total</b>	<b>175.023</b>	<b>80.782</b>	<b>31,6%</b>	<b>255.805</b>

(1) Otros incluye Empleados (se factura a la tarifa 2.0), Consumos propios (se liquida a 4,81c€/kWh), Concesiones (se liquida a 4,81c€/kWh) y TTS.

**Ingresos Regulados (Miles €)** a  
**precios R.D. 809/2006**

	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
	<b>Baja Tensión</b> <b>(Nivel Tensión &lt; 1 kV)</b>	<b>10.947.381</b>	<b>853.473</b>	<b>7,2%</b>
Potencia ≤ 15 kW	8.351.132	301.719	3,5%	8.652.851
Potencia > 15 kW	2.596.249	551.754	17,5%	3.148.003
<b>Media Tensión</b> <b>( 1 &lt; Nivel Tensión ≤ 36 kV)</b>	<b>2.527.176</b>	<b>808.116</b>	<b>24,2%</b>	<b>3.335.291</b>
Potencia ≤ 450 kW	961.312	216.366	18,4%	1.177.678
Potencia > 450 kW	1.565.863	591.750	27,4%	2.157.613
<b>Alta Tensión</b> <b>(Nivel Tensión &gt; 36 kV)</b>	<b>1.469.822</b>	<b>161.447</b>	<b>9,9%</b>	<b>1.631.269</b>
36 < Nivel Tensión ≤ 72,5 kV	714.243	85.245	10,7%	799.488
72,5 < Nivel Tensión ≤ 145 kV	290.079	32.802	10,2%	322.881
Nivel Tensión > 145 kV	465.500	43.401	8,5%	508.900
<b>Total</b>	<b>14.944.378</b>	<b>1.823.036</b>	<b>10,9%</b>	<b>16.767.414</b>
<b>Otros (1)</b>	<b>112.345</b>	<b>827</b>	<b>0,7%</b>	<b>113.172</b>
<b>Total</b>	<b>15.056.723</b>	<b>1.823.863</b>	<b>10,8%</b>	<b>16.880.586</b>

(1) Otros incluye Empleados (se factura a la tarifa 2.0), Consumos propios (se liquida a 4,81c€/kWh), Concesiones (se liquida a 4,81c€/kWh) y TTS.



# **ANEXO III**

## **RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA**

## 1. INTRODUCCIÓN

La Ley 54/1997 establece la figura del Operador del Sistema (OS) con objeto de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación de la producción y el transporte en la península. Dicha función le es encomendada a Red Eléctrica de España, S.A. (REE).

Así mismo, REE realiza otras actividades eléctricas (transporte y gestión de los intercambios internacionales) y no eléctricas.

El RD 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su disposición adicional primera, establece que, de acuerdo con las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se designa operador del sistema en cada SEIE a Red Eléctrica de España, S. A., quien, sin perjuicio de las funciones que le atribuye la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, y sus disposiciones de desarrollo, realizará las funciones que se establecen en dicho Real Decreto.

Por otra parte, el punto siete del artículo vigésimo segundo del Real Decreto-Ley 5 /2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, modifica las funciones del operador del sistema establecidas en el apartado 2 del artículo 34 de la Ley 54/1997, encomendando, entre otras, al operador del sistema, la realización de las liquidaciones y comunicaciones de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro y las relacionadas con los desvíos efectivos de las unidades de producción y consumo en cada período de programación, funciones anteriormente llevadas a cabo por el Operador del Mercado.

En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, pero no a la separación jurídica. Desde diciembre de 2004 REE remite a esta Comisión información trimestral, separando la Operación del Sistema Peninsular y la Operación del Sistema Extrapeninsular e Insular.

## **Total Operación del Sistema**

Los ingresos necesarios solicitados por REE con cargo a la tarifa eléctrica 2007, para desarrollar su actividad de Operador del Sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, incluyendo el coste de la prima anual del seguro contemplado en el artículo 27.4 del RD 1955/2000, asciende a [...] miles de euros, un [...] % superior que la asignada en 2006, y un [...] a la solicitada con cargo a la tarifa eléctrica de 2006.

### **Retribución solicitada por REE por la actividad de Operador de Sistema con cargo a la tarifa eléctrica 2007 y asignada en 2006 (Miles de euros)**

	<b>Retribución solicitada por el OS en la tarifa eléctrica de 2007</b>	<b>Retribución asignada al OS en el RD tarifa eléctrica de 2006 (RD 1556/2005 y RD 809/2006)</b>	<b>% variación solicitada para 2007 y asignada para 2006</b>
Operación del Sistema peninsular	[...]		
del cual Prima anual art 27.4 RD 1955/2000	[...]		
Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares	[...]		
<b>Total</b>	<b>[...]</b>	<b>34.965</b>	<b>[...]</b>

Fuente: REE

Fuentes: REE y MITC (Información que acompaña a la propuesta de RD de Tarifa 2007).

## **Operación del Sistema Peninsular**

Según la información aportada por esta compañía, REE estima un ingreso necesario para el desarrollo de la actividad de Operador del Sistema peninsular en 2007, que asciende a [...] miles de euros, que es incluso superior en un [...] % a la retribución total del Operador del Sistema peninsular y extrapeninsular e insular en 2006<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> En la información que acompaña a la propuesta de RD de Tarifa 2006, y posterior revisión a partir del 1 de julio de 2006, únicamente se establece que la retribución correspondiente al citado año para el Operador

Para justificar el importe necesario para realizar su actividad como Operador del Sistema peninsular, REE parte de un presupuesto de cierre de 2006.

Sobre la cuantía de cierre prevista para 2006, REE aplica un factor actualizador del [...]%, obteniendo así la retribución necesaria para la OS peninsular en 2007. Dicha cuantía incluye un beneficio antes de impuestos de [...] miles de euros.

El incremento de la cifra solicitada para la anualidad 2007, respecto de la solicitada para la anualidad 2006 ([...] frente a [...] miles de euros), la justifica REE por los costes directos de las nuevas actividades y funciones asignadas al Operador del Sistema Peninsular, con sus correspondientes costes indirectos asociados, y al crecimiento vegetativo derivado de la actualización de precios.

Sobre la cuantía actualizada de previsión de cierre de 2006 ([...] miles de euros), REE añade [...] miles de euros derivados de las primas anuales de la contratación de la póliza de seguro, en referencia al artículo 27.4 del RD 1955/2000 que suscribe REE en su calidad de OS, previsto para 2007. Dicha póliza fue aprobada por Resolución de la DGPEM, de 27 de julio de 2004, por la que se aprueba la contratación de la póliza de seguro de riesgo por parte de Red Eléctrica de España, S.A. para cubrir la posible repercusión de descuentos en las facturaciones de los consumidores por deficiencias de calidad de suministro de energía eléctrica responsabilidad de la citada empresa.

### **Operación de los Sistemas Extrapeninsulares e Insulares**

Asimismo, REE solicita un importe con cargo a la tarifa eléctrica de 2006 para desarrollar la operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares, que asciende a [...] miles de euros. Dicha cifra incluye [...] miles de euros de beneficios antes de impuestos.

---

del Sistema Peninsular y Extrapeninsular e Insular es de [...] miles de euros, no distinguiéndose entre la cantidad destinada a la operación peninsular y la cantidad destinada a la operación extrapeninsular.

Cabe destacar que, la cantidad solicitada con cargo a la tarifa eléctrica de 2007, es un [...] % superior a la solicitada por REE con cargo a la tarifa eléctrica de 2006.

## 2. LOS INGRESOS POR SERVICIOS Y RESULTADOS DEL EJERCICIO POR ACTIVIDADES DE REE

REE recibe ingresos de diversa naturaleza, según las actividades que realiza. En el siguiente cuadro se muestra la evolución de los ingresos por servicios y los resultados del ejercicio por las distintas actividades desarrolladas por REE, desde 1998 a 2005, según información de las Memorias de la Compañía.

- **Actividad de transporte**

Los ingresos por servicios de transporte, tanto por la retribución de la actividad de transporte, como por la prestación de otros servicios, ascienden a [...] en 1998 y a [...] miles de euros en 2005. Los beneficios después de impuestos pasan de [...] en 1998, a [...] miles de euros en 2005, lo que supone un crecimiento acumulado en el periodo del [...] %.

Cabe señalar que en 2005, el resultado del ejercicio de REE por actividad de transporte aumentó un [...] % respecto al año anterior (de [...] miles de euros a [...] miles de euros). En 2005, el margen del beneficio neto sobre la totalidad de gastos por actividad de transporte de la compañía ha sido del [...] %, más de [...] puntos porcentuales superior al margen del año anterior.

Anualmente, el Real Decreto de tarifa eléctrica establece el coste máximo reconocido destinado a la retribución de la actividad de transporte de REE. En particular, el RD 1556/2005, de 28 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, fijó la retribución de la actividad de transporte de REE para 2006 en 725.013 miles de euros.

### Ingresos por Servicios y Resultados del Ejercicio de REE (Miles de €)

Ingresos por servicios de REE						
	Transporte	Operación del Sistema Peninsular	Operación del Sistema Extrapeninsular	Otras actividades electricas	Actividades de Diversificación	Total
1998	[...]	[...]			[...]	[...]
1999	[...]	[...]			[...]	[...]
2000	[...]	[...]			[...]	[...]
2001	[...]	[...]			[...]	[...]
2002	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2003	[...]	[...]			[...]	[...]
2004	[...]	[...]	[...]		[...]	[...]
2005	[...]	[...]	[...]		[...]	[...]

Fuente: Circular contable 4/1998 de la CNE

Resultados del Ejercicio de REE						
	Transporte	Operación del Sistema Peninsular	Operación del Sistema Extrapeninsular	Otras actividades electricas	Actividades de Diversificación	Total
1998	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
1999	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2000	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2001	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2002	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2003	[...]	[...]		[...]	[...]	[...]
2004	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2005	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: Circular contable 4/1998 de la CNE

- **Operación del Sistema**

Anualmente, los Reales Decretos de tarifa eléctrica incluyen los porcentajes a aplicar en la facturación de las tarifas integrales y de acceso para financiar la Operación del Sistema. Dichos porcentajes son obtenidos relacionando la cuantía asignada a la retribución del Operador del Sistema y los ingresos del sistema previstos por tarifas integrales y de acceso.

En particular, en el RD 1556/2005, de 28 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, se incluyeron los porcentajes a aplicar en la facturación de tarifas integrales y de acceso que permiten financiar conjuntamente la actividad del OS peninsular, extrapeninsular e insular en 2006.

Cabe señalar los significativos incrementos registrados en 2004, debido a la incorporación de la Operación del Sistema extrapeninsular e insular.

**Cuotas con cargo a las tarifas eléctricas para financiación del Operador del Sistema (%)**

AÑO	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	% de variación respecto al año anterior	
			Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso
1998	0,053	0,121		
1999	0,053	0,138	0%	14%
2000	0,053	0,145	0%	5%
2001	0,069	0,201	30%	39%
2002	0,103	0,25	49%	24%
2003	0,104	0,294	1%	18%
2004	0,203	0,563	95%	91%
2005	0,196	0,577	-3%	2%
2006	0,182	0,523	-7%	-9%

Fuente: Reales Decretos de tarifas

De acuerdo con la información facilitada por REE, a través de la Circular contable 4/1998 de la CNE, el importe de ingresos por servicios como Operador del Sistema peninsular desde 1998 a 2005 asciende a [...], [...], [...], [...], [...], [...], [...] y [...] miles de euros, respectivamente. Por otra parte, los resultados de dichos años, arrojan pérdidas de [...], [...], [...], [...], [...] miles de euros durante el periodo 1998 – 2003, un beneficio de dicha actividad en el año 2004 de [...] miles de euros y unas pérdidas de [...] miles de euros para el ejercicio 2005.

Asimismo, y de acuerdo con la información contable, presentada a esta Comisión por REE, el importe de ingresos como Operador del Sistema extrapeninsular e insular en el año 2005 ascendieron a [...] miles de euros, registrando dicha actividad unas pérdidas de [...] miles de euros.

Por tanto, la actividad de Operación del Sistema peninsular, extrapeninsular e insular registró en el año 2005 unas pérdidas globales de [...] miles de euros, frente al beneficio registrado de [...] miles de euros en 2004.

Dicho cambio de tendencia experimentado en 2005 respecto a los resultados correspondientes a la actividad de Operación del Sistema peninsular, extrapeninsular e insular en 2005 se debe al incremento de los costes: un [...] % en otros gastos de explotación, un [...] % de los gastos de personal y un [...] % en las dotaciones para las amortizaciones. El incremento de la cifra de negocio de dicha actividad fue de un [...] % respecto al registrado en 2004.

- **Intercambios internacionales**

A REE se le reconocen ingresos y gastos por la aportación de energía y potencia de los contratos de importación y exportación suscritos con EDF (Francia) y ONE (Marruecos).

Según información facilitada por REE, a través de la Circular contable 4/1998 de la CNE, en los años 1998, 1999, 2000, 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, dicha Compañía obtuvo beneficios después de impuestos derivados de dicha actividad, que ascienden a [...], [...], [...], [...], [...], [...] y [...] miles de euros, respectivamente. Estos beneficios después de impuestos son obtenidos como consecuencia de la normativa establecida por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, para la gestión de dichos contratos por REE por un periodo de tiempo determinado. Hasta diciembre de 2002, se incluían ingresos derivados del contrato de suministro de energía eléctrica suscrito entre REE y ONE.

- **Actividad de diversificación**

REE, obtiene ingresos por prestación de servicios a través de la cesión del uso y derecho de paso de la red de telecomunicaciones y por los trabajos de consultoría, ingeniería, construcción y mantenimiento realizados con terceros.

Los resultados del ejercicio de REE por actividades no eléctricas muestran beneficios después de impuestos de [...], [...] y [...] miles de euros para los años 1998, 1999 y 2000, respectivamente, y pérdidas paulatinamente crecientes de [...], [...], [...], [...] y [...] miles de euros en 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, respectivamente. Cabe señalar que en 2005 dichas pérdidas disminuyeron un [...] % respecto a las registradas en 2004. Dichas pérdidas recogen los resultados de las filiales de REE que realizan actividades de diversificación.

- **Otras actividades**

REE, obtiene ingresos por las actuaciones derivadas del Reglamento de Puntos de Medida y sus ITC'S, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6 del Real Decreto 1802/2003, de 26 de Diciembre de 2003.

Los puntos de medida que entran dentro del alcance de REE son aquellos que se encuentran en las fronteras con transporte y aquellos puntos de generación que ofertan su energía al mercado. Adicionalmente, Red Eléctrica realiza las funciones de Encargado de Lectura en todos los puntos frontera del Sistema de Medidas que no sean de clientes.

Las actuaciones de Red Eléctrica como Verificador de Medidas en dichos puntos de medida, consisten fundamentalmente en:

1. Inspección de cada medida y comprobación o toma de los datos de inventario
2. Desprecintado de la instalación de medida
3. Lectura visual de los contadores
4. Lectura con TPL
5. Carga de las clave de la firma electrónica
6. Realización o comprobación de la parametrización
7. Verificación de los contadores según el P.O. 12
8. Precintado de los puntos de medida

Según información facilitada por REE, los ingresos y gastos de dicha actividad se encuentran incluidos dentro de la cuentas de la actividad de Operación del Sistema.

### 3. LOS GASTOS Y LA CUENTA DE RESULTADOS DEL OPERADOR DEL SISTEMA DESDE 1998 A 2005

#### 3.1 Operación del Sistema peninsular

En el siguiente cuadro se muestra la cuenta de resultados desde 1998 a 2005 de REE, por su actividad de Operador del Sistema peninsular, excluyendo el transporte, la gestión de los contratos internacionales y la diversificación.

La información correspondiente al periodo comprendido entre 1998 a 2005 procede de la Circular contable 4/1998 de la CNE.

**Cuenta de Resultados del Operador del Sistema Peninsular. Años 1998 - 2006**

Miles de euros	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (P)
<b>= (+) Importe neto de la cifra de negocios</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= (-) Total gastos de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultados de actividades ordinarias</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto sobre sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado del ejercicio</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuentes: REE, y Circular contable 4/1998 de la CNE

Hasta 2003: Memorias de REE

(P) Previsión de gastos peninsulares de cierre 2006, aportado en la solicitud de REE de retribución con cargo a tarifa 2007

Importe neto de cifra de negocios: Calculado a partir de la retribución total asignada al OS con cargo a tarifa 2006, aplicando el porcentaje relativo que la actividad de OS Peninsular representó en el ejercicio 2005.

Se observa que la actividad de Operador del Sistema peninsular presenta pérdidas entre 1998 hasta 2003, beneficios en el año 2004 por un importe de [...] miles de euros y de nuevo pérdidas de [...] miles de euros en 2005.

Las pérdidas registradas en el año 2005, se producen como consecuencia de una caída del importe neto de la cifra de negocios de un [...] %, y del incremento de los gastos de personal del [...] % sobre los registrados en el año 2004.

Como consecuencia de la asignación de ingresos previstos para 2006, descrita en la nota que acompaña al cuadro anterior, el importe neto de la cifra de negocios prevista para el año 2006, para la actividad del sistema peninsular, ascendería a [...] miles de euros, un [...] % inferior a la cifra de negocio real del año 2005.

Cabe señalar, por otra parte, que los gastos de explotación la actividad de OS peninsular incluidos en la previsión de cierre de 2006 que REE ha aportado en la solicitud de retribución con cargo a tarifa de 2007, son un [...] % superiores a los realmente incurridos en 2005, como consecuencia de la previsión de mayores gastos de personal en un [...] %, y mayores gastos para la dotación de amortizaciones en un [...] %.

En el siguiente cuadro se compara la cuenta de resultados del Operador del Sistema peninsular de 2005, según la información aportada por REE, a través de la Circular contable 4/1998 de la CNE, con la cuenta de resultados prevista para el cierre para 2005, según la información proporcionada en septiembre de 2005 por REE a esta Comisión en la solicitud de retribución con cargo a tarifa 2006, así como la retribución asignada con cargo a tarifa 2006 para dicha actividad según el RD 1556/2005.

Se observa que mientras que los ingresos, fueron sólo un [...] % superiores a los inicialmente previstos, los gastos fueron un [...] % superiores a los inicialmente previstos, obteniéndose, como consecuencia, un resultado neto de explotación compensado con un saldo superior a lo previsto por importe de [...] euros. El desequilibrio entre el cierre de 2005 y la previsión de 2005 se encuentra en los resultados extraordinarios, en el que se registra una reducción del [...] % entre el beneficio real y el previsto, es decir, la previsión se ha sobrevalorado en dicho porcentaje.

El incremento de costes se concretó, fundamentalmente, en los gastos de personal, que anotaron un [...] % superior a los previstos para el cierre.

**Cuenta de Resultados del Operador del Sistema Peninsular. Año 2005. Real vs Previsto**

Miles de €	2005	2005 (P)	% DE VARIACIÓN 2005 S/ 2005 (P)	
			Miles de €	%
<b>= (+) Importe neto de la cifra de negocios (A)</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= (-) Total gastos de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultados de actividades ordinarias</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto sobre sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado del ejercicio</b>	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuentes: REE, Propuesta de RD tarifas 2005 y Circular contable 4/1998 de la CNE.

(P) Previsión de gastos peninsulares de cierre 2005, aportado en la solicitud de REE de retribución con cargo a tarifa 2006

Importe neto de cifra de negocios: Calculado a partir de la retribución total asignada al OS con cargo a tarifa 2005, aplicando el porcentaje relativo que la actividad de OS Peninsular representó en el ejercicio 2004.

De haberse asignado a REE en concepto de Operación de Sistema Peninsular, la cantidad solicitada por dicha empresa para el año 2005 ([...] miles de euros)<sup>14</sup>, dicha actividad hubiera obtenido en el año 2005 unos beneficios netos de aproximadamente [...] miles de euros, lo que hubiera supuesto un margen sobre gastos de explotación del [...]%, 1 punto porcentual inferior al margen solicitado por REE ([...] %).

<sup>14</sup> Cuantía solicitada por REE a finales del año 2005.

### 3.2 Operación del Sistema extrapeninsular e insular

Durante el año 2005, y de acuerdo con la información remitida por REE a través de la Circular contable 4/1998, la operación del sistema peninsular registró unas pérdidas de [...] miles de euros.

En el siguiente cuadro se compara la cuenta de resultados real, de la operación del sistema extrapeninsular e insular de 2005, con el resultado de incluir los gastos previstos para dicho año, facilitados a esta Comisión por REE en diciembre de 2004 en la solicitud de retribución con cargo a la tarifa de 2005, y considerando la retribución de dicha actividad asignada finalmente con cargo a tarifa de 2005.

Se observa, que mientras que el importe neto de la cifra de negocios del año 2005 fue sólo un [...] % superior al inicialmente previsto, los gastos de explotación fueron un [...] % inferior a los inicialmente previstos.

#### Cuenta de Resultados del Operador del Sistema Extrapeninsular e Insular. Año 2005. Real vs Previsto

Miles de €	2005	2005 (P) (1)	% DE VARIACIÓN 2005 S/ 2005 (P)	
			Miles de €	%
<b>= (+) Importe neto de la cifra de negocios</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= (-) Total gastos de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultados de actividades ordinarias</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto sobre sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado del ejercicio</b>	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuentes: REE, Propuesta de RD tarifas 2005 y Circular contable 4/1998 de la CNE.

(P) Previsión de gastos extrapeninsulares de cierre 2005, aportado en la solicitud de REE de retribución con cargo a tarifa 2005

(1) Importe neto de cifra de negocios: Calculado a partir de la retribución total asignada al OS con cargo a tarifa 2005, aplicando el porcentaje relativo que la actividad de OS Extrapeninsular representó en el ejercicio 2004.

De haberse asignado a REE en concepto de Operación de Sistema Extrapeninsular e insular, la cantidad solicitada por dicha empresa para el año 2005 ([...] miles de euros)<sup>15</sup>, dicha actividad hubiera obtenido en el año 2005 unos beneficios netos de aproximadamente [...] miles de euros, lo que hubiera supuesto un margen sobre gastos del [...] %, [...] puntos superior al margen solicitado por REE ([...] %).

### ***3.3 Operación del Sistema nacional***

Durante 2005, la actividad de Operación del Sistema Peninsular, Extrapeninsular e Insular, registró unas pérdidas de [...] miles de euros, derivados de un importe neto de la cifra de negocios de [...] miles de euros, un [...] % superior a la cantidad prevista en el expediente de tarifa del año 2005, y unos gastos de explotación de [...] miles de euros, un [...] % inferiores a los previstos por REE, para dicho año.

De haberse asignado al Operador de Sistema, la cantidad solicitada por REE en septiembre de 2005 ([...] miles de euros), dichas actividades hubieran tenido durante dicho año un beneficio neto de aproximadamente [...] miles de euros, lo que hubiera supuesto un margen de beneficios sobre costes totales del [...] % y de un [...] % de margen de beneficios antes de impuestos sobre costes totales.

---

<sup>15</sup> Cuantía solicitada por REE a finales del año 2005.

## Cuenta de Resultados del Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular e Insular.

Real vs Previsto. Año 2005.

Miles de €	2005	2005 (P)	% DE VARIACIÓN 2005 S/ 2005 (P)	
			Miles de €	%
<b>= (+) Importe neto de la cifra de negocios (A)</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= (-) Total gastos de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado de explotación</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultados de actividades ordinarias</b>	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuesto sobre sociedades	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado del ejercicio</b>	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuentes: REE, Propuesta de RD tarifas 2005 y elaboración propia.

## 4. RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA EN 2006

### 4.1 Operación del Sistema peninsular

Anualmente, REE para estimar la retribución necesaria para la OS peninsular con cargo a la tarifa eléctrica, parte de una previsión de ingresos necesarios para el cierre del ejercicio anterior al año de la tarifa en cuestión. Hasta el año 2003, los ingresos previstos para el cierre del ejercicio eran siempre superiores a los solicitados inicialmente por la compañía. La cifra revisada de cierre de año, es utilizada por REE para calcular la previsión de ingresos necesarios para el año siguiente, según el procedimiento de actualización que propone dicha compañía.

Para desarrollar la actividad de Operación del Sistema peninsular en 2006, REE solicitó una retribución de [...] miles de euros. Dicha cuantía se obtuvo partiendo de un cierre de ingresos necesarios para 2005 de [...] miles de euros, actualizados según una fórmula

que considera el crecimiento de la demanda prevista, del IPC y un factor de eficiencia, a la que se añadía el coste de la póliza de seguro contemplada en el RD 1955/2000 soportada en 2005 y prevista para 2006.

La retribución solicitada por REE para 2006, permitía, según las previsiones de REE, atender los costes generales del OS peninsular y generar un margen sobre gastos totales del [...] %.

Finalmente, la cuantía asignada para el OS peninsular, extrapeninsular e insular en el RD 1556/2005, ascendió a [...] miles de euros (incluyendo la revisión prevista en el RD 809/2006), esto es, un [...] % superior a lo asignado en 2005. Ni en la propuesta de Real Decreto, ni en el escandallo de costes correspondiente al año 2006, se diferenciaba entre la cantidad asignada al OS en concepto de operación de sistema peninsular y en concepto de operación del sistema extrapeninsular e insular.

En la información que aporta REE a esta Comisión para la tarifa eléctrica 2007, actualiza sus cuentas de gastos para el cierre de 2006, presentando una retribución necesaria para el OS peninsular de [...] miles de euros. Dicha retribución incluye [...] miles de euros de beneficios e impuestos asociados, y [...] miles de euros, por la prima anual de la póliza del seguro suscrito por REE, de acuerdo con el artículo 27.4 del RD 1955/2000.

#### ***4.2 Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares***

REE solicitó [...] miles de euros, con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, para desarrollar la actividad de operación de los sistemas eléctricos extrapeninsulares e insulares, un [...] % menos que lo solicitado con cargo a la tarifa eléctrica de 2005.

Para llegar a esta cuantía, REE realizó directamente una previsión de cierre de 2006 de los gastos para desarrollar dicha actividad, encomendada en el RD 1747/2003, de 19 de diciembre.

### Solicitudes de Ingresos realizadas por el OS por sistemas extrapeninsulares e insulares (Miles de €).

Miles de €	Solicitado OS			Tasa de variación sobre el año anterior (%)		Tasa de variación 2007 sobre 2004
	2004	2005	2006	2005	2006	
= (+) Importe neto de la cifra de negocios	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
= (-) Total gastos de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
= Resultado de explotación	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
= Resultados de actividades ordinarias	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
= Resultado del ejercicio	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: REE

La retribución solicitada por REE incluía un beneficio después de impuestos, calculado como un margen del [...] % de los costes totales previstos para dicho año para realizar la actividad como operador de los sistemas extrapeninsulares e insulares ([...] miles de euros).

REE propuso, al igual que para la Operación del Sistema peninsular, la misma fórmula para actualizar la retribución de la Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares para años sucesivos, así como la corrección de desvíos respecto a la cantidad que se liquide por este concepto retributivo.

#### **4.3 Retribución asignada por la Operación del Sistema Nacional**

Finalmente, la cuantía asignada para la Operación del Sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular con cargo a la tarifa de 2006, según el RD 1556/2005 (y la revisión incorporada por el RD 809/2006), ascendió a [...] miles de euros, un [...] % superior a la asignada en el RD 2392/2004 con cargo a la tarifa de 2005.

**Ingresos asignados a la Operación del Sistema nacional con cargo a la tarifa eléctrica**

<b>AÑO</b>	<b>Ingresos asignados al OS en las propuestas de RD de tarifas</b>	<b>Tasa de variación sobre el año anterior (%)</b>
1998	6.142	
1999	6.245	1,7%
2000	6.485	3,8%
2001	9.015	39,0%
2002	12.953	43,7%
2003	15.521	19,8%
2004	33.104	113,3%
2005 (1)	33.961	2,6%
2006 (2)	34.965	3,0%
2007 (3)	35.503	1,5%

Fuente: Propuestas de RD de tarifas eléctricas

(1) Cantidad total según RD Tarifas 2005

(2) Cantidad total según RD Tarifas 2006

(3) Cantidad total según RD Tarifas 2007

## **5. RETRIBUCIÓN SOLICITADA POR REE POR LA OPERACIÓN DEL SISTEMA EN 2007**

Según información aportada por REE a esta Comisión, la retribución solicitada para desarrollar la actividad de la Operación del Sistema, tanto peninsular como extrapeninsular e insular, con cargo a la tarifa eléctrica de 2007 asciende a [...] miles de euros, un [...] % superior a la asignada en la tarifa 2006. Cabe señalar que dicha solicitud es un [...] % superior a la solicitada con cargo a la tarifa 2006.

REE solicita una retribución para la Operación del Sistema Peninsular que es un [...] % superior a la solicitada hace un año, mientras que solicita para la Operación del Sistema

extrapeninsular e insular una retribución un [...] % superior a la solicitada para la tarifa de 2006.

La solicitud de retribución de REE para la OS tanto peninsular, como extrapeninsular e insular en 2007, incluye [...] miles de euros de beneficios antes de impuestos.

**Retribuciones solicitadas por REE para la OS nacional en 2006 y 2007 y asignadas (Miles de €)**

	2007	2006	2007 / 2006 (%)
Operación del Sistema peninsular	[...]	[...]	[...]
Prima anual Art. 27.4 RD 1955/2000	[...]	[...]	[...]
Total peninsular	[...]	[...]	[...]
Operación de sistemas extrapeninsulares e insulares	[...]	[...]	[...]
<b>Total Retribución Solicitada</b>	[...]	[...]	[...]
<b>Del cual: imputan beneficio + Imp. s/ Sociedades</b>	[...]	[...]	
<b>Total Retribución Asignada (Propuesta de RD Tarifas 2005 y 2006)</b>	<b>35.503</b>	<b>34.965</b>	<b>1,5%</b>

Fuente: REE, RD 1556/2005 y RD 809/2006, Propuesta de RD Tarifa 2007

**Comparación retribución solicitada y asignada al OS. (Miles de euros)**

**GRÁFICO CONFIDENCIAL**

Fuentes: Propuestas de RD de tarifas eléctricas y REE

## **5.1 Operación del Sistema peninsular**

Según la información remitida a esta Comisión, REE solicita con cargo a la tarifa eléctrica de 2007, unos ingresos necesarios para desarrollar su actividad de OS peninsular que ascienden a [...] miles de euros. Así mismo, solicita [...] miles de euros para hacer frente al pago de una prima del seguro de calidad de suministro correspondiente a la anualidad 2007 contemplado en el Real Decreto 1955/2000 y aprobado por la DGPEM en la Resolución de 27 de julio de 2004. Por tanto, el coste reconocido para el 2007 según REE debería ascender a [...] miles de euros.

El ingreso necesario para 2007, [...] miles de euros, es el resultado de actualizar, según la fórmula propuesta por REE, los ingresos necesarios de cierre de 2006 previstos por la compañía en septiembre de 2006.

REE considera que la plantilla equivalente necesaria para prestar sus funciones de Operador de Sistema Peninsular es de [...] personas, [...] personas más que las consideradas necesarias para prestar las funciones de Operación del Sistema Peninsular en 2005. Este aumento de personal supone un incremento de un [...] % de los gastos de personal respecto a 2005, siendo [...] miles de euros más los gastos de personal previstos para 2006 sobre los reales en 2005.

Es necesario destacar que, según declara la propia compañía en su solicitud, REE mantiene la cifra amortizaciones previstas en años anteriores, derivado de las inversiones en los nuevos sistemas que darán desarrollo a las nuevas funciones asignadas en el RD-Ley 5/2005. El mantenimiento del gasto de amortizaciones previsto en años anteriores implica que se incremente dicho concepto de gasto en un [...] % sobre los reales de 2005.

Asimismo, el resto de gastos de explotación, que incluye costes directos, tales como servicios profesionales y otros servicios exteriores, así como gastos generales y de estructura, disminuye un [...] % sobre los del año 2005.

**Previsión de gastos de la actividad de Operación de Sistema peninsular. Año 2006. (Miles de €)**

Miles de euros	2006 Previsión de cierre	Tasa de variación sobre (%)	
		Real 2005	Previsión cierre 2005 de solicitud de retribución 2006
<b>= (+) Importe neto de la cifra de negocios (A)</b>	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	[...]	[...]	[...]
- Dotación para amortizaciones	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	[...]	[...]	[...]
<b>= (-) Total gastos de explotación</b>	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado de explotación</b>	[...]	[...]	[...]
- Resultados financieros	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultados de actividades ordinarias</b>	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	[...]	[...]	[...]
<b>= Resultado del ejercicio</b>	[...]	[...]	[...]

Fuente: REE

## **5.2 Operación de los sistemas extrapeninsulares e insulares**

REE solicita unos ingresos necesarios con cargo a la tarifa de 2007, para desarrollar su actividad de operación de sistemas extrapeninsulares e insulares, de [...] miles de euros. Dicha cuantía es un [...] % superior a la solicitada por REE con cargo a la tarifa de 2006.

Por otra parte, la retribución necesaria estimada por REE se obtiene de aplicar al cierre previsto de 2006 la fórmula de actualización de la retribución propuesta para el OS peninsular<sup>16</sup>.

En la información aportada por REE, se incluye en la previsión de cierre de 2006 un incremento del gasto de personal del [...] % respecto a la previsión de cierre de 2006 que tomaban como base en la solicitud de retribución para 2006, a pesar de que la plantilla

<sup>16</sup> En la solicitud de retribución con cargo a la tarifa de 2007 REE utiliza la misma metodología para la OS peninsular, y la OS extrapeninsular e insular, para el cálculo de los ingresos necesarios para el desarrollo de la actividad de operación del sistema en 2007. No sucedía lo mismo en años anteriores.

actual con la que se ha dotado a la Operación del Sistema extrapeninsular e insular es de [...] personas, [...] personas menos que en 2005, para la prestación de las funciones establecidas en el RD 1747/2003. Los gastos para dotación de amortizaciones aumentan un [...] % y otros gastos de explotación disminuyen un [...] % con respecto a los previstos hace un año para el cierre de 2006.

### **5.3 Propuesta de fórmula de actualización de la retribución del OS**

Como en años anteriores, REE calcula la retribución necesaria para la Operación del Sistema peninsular para 2007, aplicando la siguiente fórmula sobre la retribución necesaria prevista en el cierre de 2006<sup>17</sup>.

$$CROS_n = CROS_{n-1} * [J (1 + (IPC_n - Z_n)/100) + (1-J)(D_n/D_{n-1})/100]$$

siendo:

$CROS_{n-1}$  : costes reconocidos del año n-1 sin tener en cuenta la póliza de seguro contemplada en el R.D. 1955/2000

J, (1-J): coeficientes de ponderación, en tanto por uno, con un valor igual a [...].

$Z_{in}$ : factor de eficiencia, en tanto por uno, con un valor de [...].

$IPC_n$ : índice de precios al consumo para el año n.

$D_n$ : demanda prevista para el año n.

$D_{n-1}$ : demanda prevista para el año n-1.

Resultando, como factor de actualización para 2007, un [...] % respecto a la retribución estimada para el cierre de 2006, al que añade el coste de [...] miles de euros por la póliza de seguro contemplada en el RD 1955/2000 correspondiente a 2007.

---

<sup>17</sup> En años anteriores, esta fórmula únicamente se aplicaba para la Operación del Sistema Peninsular. Este año se aplica tanto para la Operación del Sistema Peninsular como para la Operación del Sistema Extrapeninsular e insular.

Asimismo, REE añade, que en el caso de que el coste reconocido a la Operación del Sistema en el año n ( $CROS_n$ ) no coincida al final de dicho año con la cantidad abonada por el OS a través del procedimiento de liquidaciones eléctricas, el OS será acreedor o deudor por una cantidad  $DCROS_n$ .

$$DCROS_n = (CROS'_n - RCROS_n) * (1 + Tr_{n+1})$$

Siendo,

$DCROS_n$ : saldo acreedor o deudor a cargar en el coste reconocido del año n+1.

$CROS'_n$ : coste reconocido a la Operación del Sistema en la tarifa del año n con las últimas variables conocidas del año n.

$RCROS_n$ : ingresos realmente abonado en el año n al Operador del Sistema a través del procedimiento de liquidación definido en el RD 2017/1997.

$Tr_{n+1}$ : Mejor estimación de la media anual del MIBOR a tres meses del año n o tipo de interés que lo sustituya.

#### ***5.4 Solicitud de compensación de pérdidas de años anteriores***

REE solicita el coste derivado de la necesidad de financiar las pérdidas acumuladas de la Operación del Sistema peninsular como extrapeninsular e insular desde 1998 a 2006, que la Compañía estima aproximadamente en [...] millones de euros.

Asimismo, REE indica que el déficit generado por Operación de los Sistemas extrapeninsulares e insulares asciende a finales de 2006 a [...] millones de euros.

Dichos resultados anuales incluyen un beneficio después de impuestos estimado como un margen sobre gastos del [...] %.

## 6. CONSIDERACIONES FINALES

Como resultado del análisis realizado se presentan las siguientes consideraciones

**PRIMERO.** En virtud de lo establecido en la Ley 54/1997, REE está obligada a la separación contable de las actividades eléctricas, aunque no a la separación jurídica. Sin embargo, en línea con lo señalado en diversos informes de esta Comisión, se considera necesario garantizar la independencia entre la actividad de transporte y la operación del sistema, si bien, actualmente, la organización de ambas actividades se encuentra en distinta línea de mando.

Según información de REE, el beneficio después de impuestos de su actividad de transporte en 2005, ascendió a [...] miles de euros, un [...] % superior que en 2004. Dicha cuantía compensa las pérdidas registradas por la Operación del Sistema y por las operaciones de diversificación de las filiales de REE en dicho ejercicio. De hecho, el beneficio total de REE en 2005 fue [...] miles de euros, un [...] % superior que el año anterior, según información de la propia Compañía.

**SEGUNDO.** Se considera que la retribución del OS no debería incluir un reconocimiento total de los gastos incurridos, más un [...] % de margen sobre gastos como beneficio después de impuestos, tal y como propone dicha Compañía.

Por otra parte, se pone de manifiesto que toda fórmula retributiva al OS deberá proponerse teniendo en cuenta la retribución de otras actividades reguladas, en cuanto no existe separación jurídica de actividades en dicha Compañía.

**TERCERO.** Se considera adecuada la retribución incluida en la Propuesta de RD (35.503 miles de euros), un [...] % superior a la asignada en el RD 1556/2005 (y la revisión del RD 809/2006). Esta retribución, deberá procurar una racionalización de los gastos de personal y de la realización de las inversiones necesarias por la compañía, de acuerdo con las actividades asignadas en la actualidad y con la actualización de las nuevas funciones según el RDL 5/2005.

Asimismo, se considera que el coste de la póliza de seguro contemplada en el artículo 27.4 del R.D. 1955/2000, esta incluida en la retribución del OS del año 2007, esto es, no debe añadirse una partida explícita en la retribución.

**CUARTO.** Respecto al gasto estimado por REE, derivado de las nuevas actividades que debe realizar en virtud de la Resolución de la DGPEM de 28 de julio de 2004, se considera que no está determinada la cuantía que estima la propia compañía.

Esta Comisión opina que todo gasto solicitado por REE, como parte de la Retribución del OS, derivado, según justifica dicha Compañía, por nuevas funciones debería ser informado, previamente por esta Comisión. Se pone de manifiesto el efecto que dicha la medida tiene en las tarifas, debido a que es financiado de forma permanente por los consumidores eléctricos.

**QUINTO.** Por todo lo anterior, la retribución para el OS nacional **ascendería a 35.503 miles de euros**, cuantía similar a la incluida en la propuesta de Real Decreto.

**NOTA DE CONFIDENCIALIDAD:** Todos los datos incluidos en el informe relativos a la información proporcionada por REE sobre propuesta de retribución para OS con cargo a la tarifa eléctrica de 2004, 2005 y 2006 son confidenciales. Asimismo, es confidencial los gastos asociados a la actividad de OS extrapeninsular e insular de 2003, 2004, 2005 y 2006.



# **ANEXO IV LA RETRIBUCIÓN DEL OMEL TARIFA ELÉCTRICA 2007**

## 1. ANTECEDENTES

La Ley 54/1997 crea la figura del operador del mercado como responsable de la gestión del sistema de ofertas de compra y venta de energía eléctrica, así como la determinación de sus precios finales y la realización de las liquidaciones y pagos y cobros correspondiente a dichos precios finales y, en consecuencia, incorporando los resultados de los mercados diarios e intradiarios de electricidad, restricciones técnicas, servicios complementarios, gestión de desvíos y garantía de potencia.

Las funciones asignadas al operador del mercado en la Ley 54/1997 han sido objeto de diversas modificaciones. La disposición transitoria decimoctava de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 62/2003, de medidas fiscales, administrativas y de orden social, establece que, a partir del 30 de junio de 2004, la Sociedad “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” (en adelante OMEL) realizará las funciones encomendadas por esta Ley al operador del mercado.

En cumplimiento de lo anterior, la Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad cambió su denominación por la de “Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Español, S.A.” con efecto desde el 1 de julio de 2004.

El Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, por el que se regulan los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, en su disposición adicional primera, establece a OMEL como operador del mercado de cada sistema eléctrico insular y extrapeninsular, atribuyéndosele de este modo nuevas funciones.

En relación con lo anterior, cabe señalar que, el RD 1802/2003, eliminó la exención de ingresar la cuota correspondiente al OMEL a la empresa Endesa Distribución Eléctrica, S.L., por sus suministros a tarifas en Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla.

El Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico traslada la competencia de liquidación de los costes del proceso al Operador del Sistema (REE), eliminando por tanto dicha función de las competencias del OMEL.

El Real Decreto Ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública, modifica, en parte, las funciones del Operador del Mercado relativas a la realización de las liquidaciones y comunicaciones de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro y las relacionadas con los desvíos efectivos de las unidades de producción y consumo en cada período de programación. Estas funciones pasan a ser desarrolladas por el Operador del Sistema.

La Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunitarios e internacionales de energía eléctrica, con objeto de coordinar los mecanismos de gestión de las interconexiones internacionales con nuestros países vecinos.

Por último, con la aprobación del Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero, se modifica el mecanismo de casación de las ofertas de venta y adquisición de energía presentadas simultáneamente al mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial.

El OMEL recibe unos ingresos por el desarrollo de la actividad de operación del mercado mayorista de electricidad, que son el resultado de aplicar unos porcentajes sobre la facturación de las tarifas integrales y de acceso, según el procedimiento de ingresos sujetos a liquidación del RD 2017/1997. Dichos porcentajes se publican anualmente en los correspondientes Reales Decretos de tarifas.

### Cuadro 1

**Cuotas con cargo a las tarifas eléctricas para la financiación del Operador de Mercado (%)**

Año	RD Tarifas	Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso	% de variación sobre el año anterior	
				Sobre tarifas integrales	Sobre tarifas de acceso
1998	R.D. 2016/1997	0,036	0,083		
1999	R.D. 2821/1998	0,056	0,146	55,6%	75,9%
2000	R.D. 2066/1999	0,056	0,153	0,0%	4,8%
2001	R.D. 3490/2000	0,069	0,201	23,2%	31,4%
2002	R.D. 1483/2001	0,073	0,178	5,8%	-11,4%
2003	R.D. 1436/2002	0,068	0,192	-6,8%	7,9%
2004	R.D. 1802/2003	0,057	0,159	-16,2%	-17,2%
2005	R.D. 2392/2004	0,057	0,169	0,0%	6,3%
2006	R.D. 1556/2005	0,053	0,153	-7,0%	-9,5%
	R.D. 809/2006 (*)	0,053	0,153	0,0%	0,0%

Fuentes: Reales Decretos de Tarifas

(\*) Por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2006

Adicionalmente, OMEL obtiene ingresos por actividades no eléctricas, por ofrecer servicios de consultoría tanto en España como en el extranjero. Estos servicios consisten en organización de cursos y en servicios de asesoramiento.

## 2. RETRIBUCIÓN CON CARGO A LA TARIFA ELÉCTRICA 2006

### Retribución asignada

En la información que acompañó a la propuesta de RD de tarifa 2006, se asignó una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2006 de 10.150 miles de euros, lo que supuso un aumento de un 2,4 %, respecto al año anterior, en la retribución asignada el año anterior para este organismo en línea con las consideraciones incluidas en el “Informe 24/2005 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2006”.

No obstante, el RD 1556/2005 redujo la cuota aplicada sobre tarifas integrales para financiar al OMEL en un 7 % y, también disminuyó un 9,5 % la cuota correspondiente sobre tarifas de acceso.

### Cuadro 2

#### Retribución asignada al Operador de Mercado en el RD 1556/2005 y RD 2392/2004

(Miles de euros)	Tarifa 2006. RD 1556/2005 (A)	Tarifa 2005 . RD 2392/2004 (B)	Tasa de variación de (A) sobre (B)
Retribución del OMEL	10.150	9.912	2,4%

Fuente: RD 2392/2004 y RD 1556/2005

La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que son financiados con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso. La evolución real de los ingresos por tarifas de acceso e integrales y la composición de los mismos, en relación con los que fueron previstos en el ejercicio tarifario, son factores que explican las diferencias (por exceso o por defecto) entre los ingresos previstos y los realmente recibidos con cargo a la tarifa eléctrica.

**Cuadro 3**

**Retribución asignada a OMEL por la actividad de Operador de Mercado con cargo a tarifa eléctrica e ingresos de actividades reguladas** (Miles de euros)

Año	Remuneración asignada en expedientes de tarifas (A)		REAL OMEL (B)		Diferencias	
	Ingresos	% de variación sobre el año anterior	Ingresos por cuotas	% de variación sobre el año anterior	(A) - (B)	% variación (A) sobre (B)
1998	4.207		4.333		- 126	-2,9%
1999	6.611	57%	6.570	52%	41	0,6%
2000	6.852	4%	6.864	4%	- 12	-0,2%
2001	9.015	32%	8.775	28%	240	2,7%
2002	9.201	2%	8.946	2%	255	2,9%
2003	9.353	2%	9.353	5%	-	0,0%
2004	9.353	0%	9.355	0%	- 2	0,0%
2005	9.912	6%	10.008	7%	- 96	-1,0%
2006 (P)	10.150	2%	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: Propuestas de Reales Decretos de tarifas eléctricas y OMEL

(P) Dato de previsión de cierre de ejercicio económico 2006 aportado por el OMEL

**Retribución solicitada por OMEL para 2006**

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, dicha Compañía solicitó con cargo a la tarifa eléctrica de 2006, unos ingresos de [...] miles de euros, lo que suponía un aumento del [...] % más respecto a la retribución finalmente considerada en la propuesta de RD para la tarifa 2006 (10150 miles de euros).

**Cuadro 4**

**Diferencias entre la retribución solicitada por OMEL con cargo a la tarifa eléctrica y la retribución asignada en la Propuesta de RD 2005**  
(Miles de euros)

Retribución solicitada por OMEL para la tarifa de 2006 (A)	Retribución asignada al OMEL en la Propuesta de RD para la tarifa 2006 (B)	% de variación (A) sobre (B)
[...]	10.150	[...]

Fuente: RD 1556/2005 y Propuesta de RD de tarifas de 2005

En el gráfico 1 se compara la retribución solicitada por OMEL y la correspondientemente asignada en sucesivas propuestas de RD de tarifas. Se observa que en la tarifa eléctrica 2002 las retribuciones asignadas en la propuesta de RD y las solicitadas por OMEL convergen y, a partir de entonces, las cantidades solicitadas por OMEL anualmente se han ido distanciando de las incluidas en las respectivas propuestas de RD. En este sentido, destacan los aumentos de retribución solicitados por OMEL para los años 2003, 2004, 2005, 2006 y 2007, respecto de lo que se le asigna en el ejercicio inmediatamente anterior, aun cuando no dispone de nuevas funciones en el marco en el que se circunscribe su actividad (incluso éstas se han visto reducidas).

### Gráfico 1

**Evolución de la retribución solicitada por OMEL y la asignada en las propuestas de RD de tarifas**

**GRÁFICO CONFIDENCIAL**

Fuente: OMEL y Propuestas de RD Tarifas.

Según la información que proporcionó el OMEL a esta Comisión hace un año, las principales partidas de gastos para las que se presentan aumentos entre el presupuesto de 2006 y el cierre contable de 2005 son: las dotaciones a la amortización de inmovilizado ([...] %), costes de mantenimiento del sistema informático ([...] %), los gastos de personal ([...] %) y, un [...] % para otros servicios exteriores.

La estructura de gastos en la retribución solicitada por el OMEL para 2006 presentaba un desglose en el que un [...] % del total son gastos de personal, con una plantilla de [...] personas en 2006, un [...] % son gastos en servicios exteriores (el [...] % del total es gasto en mantenimiento informático) y un [...] % son gastos de dotación a la amortización y un resto (costes de formación y colaboraciones externas) de [...] %.

### **Previsión de cierre 2006**

Según información enviada por OMEL a esta Comisión, el resultado del ejercicio previsto para el cierre de 2006, tanto por actividades reguladas como no reguladas, supondrá un beneficio después de impuestos de [...] miles de euros.

Este resultado positivo es consecuencia de un incremento previsto de los ingresos por tarifa eléctrica del [...] % respecto a 2005 y una reducción prevista del [...] % de los gastos, debida fundamentalmente a la reducción de los gastos de formación (un [...] % respecto a 2005) y al descenso de un [...] % de las dotaciones para la amortización. Cabe destacar como contrapartida el aumento de un [...] % que se prevé para los gastos de mantenimiento del sistema informático, con respecto al cierre de 2005.

Por partidas, cabe señalar el aumento significativo presupuestado para los gastos de personal ([...] %) respecto a 2005, teniendo en cuenta que durante 2006 el aumento de la plantilla es de un empleado más.

### Cuadro 5

Comparativa de las cuentas de resultados de cierre de 2005 y 2006 y presupuestos solicitados por el OMEL para 2006 y 2007

(Miles de euros)	Informe anual 2005	Previsión 2006		Previsión cierre 2006 vs Real 2005		Presupuesto solicitado 2007	Presupuesto 2007 vs Previsión cierre 2006	
		Presupuesto solicitado	Previsión cierre	Miles €	%		Miles €	%
<b>INGRESOS</b>								
Ingresos tarifa/peaje	10.008	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Colaboraciones externas	204	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Formación	209	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Otros	55	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>Ingresos</b>	<b>10.476</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
	468							
<b>GASTOS</b>								
Gastos de personal	5.401	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Servicios Exteriores	3.030	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Infraestructura	867	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Mantenimiento sistema informático	1.093	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Otros servicios exteriores	1.070	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Costes de formación	68	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Costes de colaboraciones externas	0	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Provisión I.F. OMIP	387	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Dotación a la amortización	614	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Amortización inmovilizado material	555	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Amortización inmovilizado inmaterial	59	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Servicios bancarios	57	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>Total Gastos</b>	<b>9.557</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Resultado bruto	919	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Impuesto de sociedades	444	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>Resultado ejercicio</b>	<b>475</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: OMEL

## 3. RETRIBUCIÓN CON CARGO A LA TARIFA ELÉCTRICA 2007

### Retribución solicitada

Según la información aportada por OMEL a esta Comisión, los ingresos necesarios de dicha Compañía con cargo a la tarifa eléctrica de 2007 ascienden a [...] miles de euros, lo que supone un incremento del [...] % sobre la retribución asignada de 2006.

### Cuadro 6

Retribución solicitada por OMEL por la actividad del Operador de Mercado con cargo a la tarifa eléctrica 2007 (Miles de euros)

Retribución solicitada por OMEL en la tarifa eléctrica de 2007 (A)	Retribución asignada al OMEL en el RD 1556/2005 (B)	% de variación (A) sobre (B)
[...]	10.150	[...]

Fuente: OMEL e información que acompaña al RD 1556/2005

Según OMEL, dichos ingresos con cargo a la tarifa eléctrica de 2007, no incluyen necesidades adicionales que pudieran derivarse del desarrollo y puesta en marcha del Mercado Ibérico de Electricidad, por una parte, ni el acometimiento de otras tareas que pudieran encomendarse a la empresa como operador del sistema eléctrico insular y extrapeninsular. Asimismo, tampoco se tiene en cuenta el efecto sobre los ingresos del traspaso de competencias al Operador del Mercado derivadas de las últimas modificaciones normativas, ya que considera que no tendrán efectos en el medio plazo.

En el presupuesto de 2007, OMEL estima un crecimiento de sus ingresos regulados en un [...] % respecto a los ingresos regulados previstos de cierre de 2006. Por otro lado, prevé que los ingresos correspondientes a otras actividades no reguladas en 2007 descenderán un [...] % frente a la previsión de cierre de 2006. Dichos ingresos solicitados por OMEL, incluyen un resultado del ejercicio de [...] miles de euros, [...] miles de euros menos (una disminución del [...] %) que el resultado previsto para el cierre de 2006, según información proporcionada por la Compañía a esta Comisión.

Respecto al desglose de gastos previsto por OMEL para 2007, cabe señalar el aumento en [...] miles de euros del gasto de personal lo que supone un incremento del [...] % sobre la previsión de cierre de 2006, y el aumento en [...] miles de euros de la dotación a la amortización del inmovilizado inmaterial, un [...] % superior a la previsión de cierre de 2006.

Los gastos de personal estimados para 2007 ascienden a [...] miles de euros y suponen la partida más significativa de los gastos de la Compañía (el [...] % del total). OMEL explica que [...] del [...] % solicitado en 2007 respecto al cierre previsto en 2006 en dicha partida, es el resultado de la actualización de la masa salarial ([...] %), de la consideración de deslizamientos ([...] %) y del incremento por volumen ([...] %), debido fundamentalmente a los gastos asociados a la incorporación de [...] más en plantilla en 2007.

En el cuadro 7 se muestra la evolución del coste medio por empleado contratado, según información de las memorias del OMEL.

**Cuadro 7**

**Evolución del número de empleados, sueldos y seguros sociales**

Año	Nº empleados (A)	Sueldos y SS (B)	Coste Medio (B) / (A)	% variación sobre año anterior	
				Sueldos y SS	Coste Medio
1998	27	1.959.582	72.577		
1999	47	3.231.792	68.762	64,9%	-5,3%
2000	51	3.610.322	70.791	11,7%	3,0%
2001	52	3.934.640	75.666	9,0%	6,9%
2002	54	4.454.982	82.500	13,2%	9,0%
2003	54	4.523.902	84.559	1,5%	2,5%
2004	54	4.774.660	89.246	5,5%	5,5%
2005	53	4.942.818	93.261	3,5%	4,5%
2006 (P)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
2007 (PPT)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: OMEL

(P) Previsión

(PPT) Presupuesto

OMEL señala en la información aportada a esta Comisión, que si bien la modificación del procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado se traducen en una merma de actividad en el área de liquidaciones de la empresa, esta reducción de la actividad no se reflejará en el próximo año, y por tanto no cabe una minoración en los gastos de personal, máxime cuando el acometimiento de nuevas actividades no contempladas hasta el momento pudiera hacer necesaria la incorporación de mayores recursos de personal.

El Real Decreto por el que se adapta la normativa relativa al sector eléctrico a lo dispuesto en el Real Decreto Ley 5/2005, establece el traspaso de las liquidaciones y comunicaciones de los pagos y cobros relacionados con la garantía de suministro y las relacionadas con los desvíos efectivos de las unidades de producción y consumo en cada período de programación al Operador del Sistema.

El aumento de la dotación a la amortización del inmovilizado inmaterial en 2007, según información de la Compañía se debe, por una parte, al importante esfuerzo inversor al que OMEL está obligado, debido al alto nivel tecnológico requerido por los sistemas que sustentan el mercado, y, por otra, a una cierta recuperación del ritmo de inversiones que se habían paralizado como consecuencia de la congelación en la retribución de 2004.

### Análisis patrimonial

En el cuadro 8 se presentan, por un lado, los balances a 31 de diciembre de 2003, 2004 y 2005 y, por otro lado, los balances de previsión de cierre de 2006 y el presupuestado para el 2007.

**Cuadro 8**

OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA - POLO ESPAÑOL, S.A. (OMEL)											
BALANCE DE SITUACIÓN											
	31/12/2003	Estructura %	31/12/2004	Estructura %	31/12/2005	Estructura %	31/12/2006 (P)	Estructura %	31/12/2007 (PPT)	Estructura %	% Variac. año anterior
(Euros)											
<b>A C T I V O</b>											
Inmovilizado inmaterial neto	125.425	2,2	50.638	0,9	124.749	1,8	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Inmovilizado material neto	1.260.878	22,5	1.119.113	19,3	843.942	12,3	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Inmovilizado financiero	74.938	1,3	383.385	6,6	383.385	5,6	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Deudores	2.462.433	44,0	2.639.554	45,6	2.603.062	37,8	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Tesorería	1.670.252	29,9	1.596.640	27,6	2.927.506	42,5	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>ACTIVO TOTAL = PASIVO TOTAL</b>	<b>5.593.926</b>	<b>100,0</b>	<b>5.789.330</b>	<b>100,0</b>	<b>6.882.644</b>	<b>100,0</b>	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>P A S I V O</b>											
Fondos propios	3.409.712	61,0	4.135.174	71,4	4.577.238	66,5	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Provisiones para riesgos y gastos	34.718	0,6	34.718	0,6	421.533	6,1	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Acreeedores a largo plazo	0	0,0	0	0,0	0	0,0	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Pasivo circulante	2.149.496	38,4	1.619.438	28,0	1.883.873	27,4	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: OMEL

(P) Previsión

(PPT) Presupuesto

Los rasgos más significativos del activo del OMEL para las cinco fechas que se analizan son:

- Una evolución decreciente del peso del inmovilizado fijo en el tiempo con respecto al activo total para los tres primeros años cerrados, registrando un descenso de más de [...] puntos porcentuales ([...] % a un [...] %), mientras que en la previsión de cierre de 2006 y presupuesto de 2007, representan un peso de un [...] % y [...] %, respectivamente.
- Un elevado incremento del inmovilizado inmaterial para los dos últimos ejercicios previstos con respecto al peso de un [...] % sobre el activo total que registraba a

cierre de 2005. En concreto, en 2006 supone un peso del [...] % y en 2007 un [...] %, debido a los [...] planes de inversión en inmovilizado inmaterial ([...] miles de euros), en el que el grueso de la inversión ([...] %) se recoge en los dos conceptos siguientes:

- 1) Aplicaciones SIOM ([...] miles de euros)
  - 2) Nuevos desarrollos ([...] miles de euros)
- El *activo circulante* representa un 80 % del activo total a cierre de 2005. El circulante del balance presupuestado a cierre de 2007 [...] representa el [...] % del activo total, estructura distinta a los cierres contables del OMEL. El activo circulante estaba formado por deudores y una abundante tesorería que en 2005 (último año cerrado contablemente) suponía un 42,5 % del activo total.

A 31 de diciembre de 2005, el importe de fondos propios por 4,577 millones de euros se desglosa en:

▪ Capital social	2,000 millones de euros
▪ Prima de emisión	0,833 millones de euros
▪ Reserva legal	0,366 millones de euros
▪ Reservas voluntarias	0,903 millones de euros
▪ Beneficio del periodo	0,475 millones de euros

En los años analizados se puede observar que en el pasivo existen unos *fondos propios* que se mantienen en torno al 68 % del total de pasivo.

A 31 de diciembre de 2004, el capital social del OMEL estaba representado por 333.333 acciones de valor nominal de 6 euros cada una de ellas. En abril de 2005 tuvo lugar la formulación de una serie de compraventas entre accionistas del OMEL, realizadas dentro de un proceso de reestructuración accionarial encaminado a la adecuación a la nueva redacción del artículo 33 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, dada por la Ley 62/2003, de medidas fiscales, administrativas y del orden social y del artículo 3 del Convenio Internacional que fijaba un máximo de un 5 % en la participación en el OMEL.

El 18 de mayo de 2005, la Junta General de Accionistas aprobó la reducción del valor nominal de las acciones del OMEL de 6 euros a 30 céntimos de euro, permitiendo de esta forma que los accionistas cuya participación era superior al 5 % pudieran reducirla de forma exacta a dicho valor. Consecuentemente, el capital social del OMEL, a 31 de diciembre de 2005, es de 2 millones de euros, representado por 6.666.660 acciones, de 0,30 euros de valor nominal cada una de ellas.

*Las provisiones para riesgos y gastos* para los dos primeros años suponen un peso en torno al 0,5 % del pasivo total, aumentando hasta el 6,1 % en 2005, debido a que el OMEL ha tenido que realizar una dotación (386.815 euros) para la cobertura de las posibles obligaciones que se puedan derivar de los litigios en los que está inmersa la sociedad.

El resto del pasivo corresponde al *pasivo circulante* compuesto por deudores comerciales y no comerciales. No existen acreedores a largo plazo ni deudas con coste financiero explícito a corto plazo. En 2005, el pasivo circulante suponía un 27 % del pasivo total.

En el cuadro 9 se presenta la cuenta de pérdidas y ganancias analítica<sup>18</sup> para cada uno de los años considerados:

---

<sup>18</sup> El desglose de la cuenta de resultados para los diferentes períodos analizados es diferente al presentado por el OMEL en sus previsiones de cierre y presupuesto para el próximo ejercicio 2007. Este desglose es el que aparece en los informes anuales del OMEL presentados en sus memorias anuales públicas.

**Cuadro 9**

**OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DE ENERGÍA - POLO ESPAÑOL, S.A. (OMEL)**

	PÉRDIDAS Y GANANCIAS ANALÍTICA										
	Enero a diciembre 2003	% s/ producción	Enero a diciembre 2004	% s/ producción	Enero a diciembre 2005	% s/ producción	Enero a diciembre 2006 (P)	% s/ producción	Enero a diciembre 2007 (PTT)	% s/ producción	% Variac. año anterior
(Euros)											
<b>INGRESOS TOTALES DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>10.130.006</b>	100,0	<b>9.991.287</b>	100,0	<b>10.443.724</b>	100,0	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Consumos y suministros	0	0,0	0	0,0	0	0,0	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= VALOR AÑADIDO</b>	<b>10.130.006</b>	100,0	<b>9.991.287</b>	100,0	<b>10.443.724</b>	100,0	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Gastos de personal	4.905.493	48,4	5.186.602	51,9	5.286.314	50,6	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Otros gastos de explotación	3.693.197	36,5	3.407.611	34,1	3.263.913	31,3	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= RESULTADO BRUTO EXPLOTACION</b>	<b>1.531.316</b>	15,1	<b>1.397.073</b>	14,0	<b>1.893.497</b>	18,1	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Amortizac inmovilizado y variaciones provis tráfico	638.218	6,3	626.020	6,3	614.370	5,9	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= RESULTADO NETO EXPLOTACION</b>	<b>893.098</b>	8,8	<b>771.053</b>	7,7	<b>1.279.127</b>	12,2	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados financieros	19.378	0,2	23.894	0,2	32.464	0,3	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= RESULTADO ACTIVIDADES ORDINARIAS</b>	<b>912.477</b>	9,0	<b>794.947</b>	8,0	<b>1.311.591</b>	12,6	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
+/- Resultados extraordinarios	3.199	0,0	-723.979#		-383.563#		{...}	{...}	{...}	{...}	{...}
<b>= RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>915.676</b>	9,0	<b>70.969</b>	0,7	<b>928.028</b>	8,9	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
- Impuestos	311.255	3,1	15.830	0,2	452.632	4,3	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>= RESULTADO NETO</b>	<b>604.421</b>	6,0	<b>55.139</b>	0,6	<b>475.396</b>	4,6	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]

Fuente: OMEL

(P) Previsión

(PTT) Presupuesto

<b>CASH FLOW (Recursos generados)</b>	1.242.639,30	12,3	681.159,60	6,8	1.089.766,00	10,4	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
---------------------------------------	--------------	------	------------	-----	--------------	------	-------	-------	-------	-------	-------

Los *resultados de explotación* en los períodos considerados son positivos. Tanto los resultados brutos como netos muestran una senda creciente para los ejercicios 2003 y 2005. Para 2006 y 2007 OMEL prevé [...] del resultado neto de explotación, fundamentalmente debido a la previsión de [...] de los gastos de explotación (sobre todo [...] del gasto de personal, en torno al [...] % en 2007, con un peso del [...] % respecto a los ingresos de explotación), y el [...] de la dotación a la amortización.

Los *resultados financieros* son positivos para los tres primeros años analizados, siendo 2005 el año en que obtuvo un resultado mayor con 32.464 euros. Cabe destacar que dentro del total de gastos financieros no existe ningún gasto financiero como tal para ninguno de los períodos analizados.

Los *resultados extraordinarios* son negativos en 2004 y 2005, siendo el techo en 2004, por un importe de 724.000 euros.

El *resultado neto* de todos los períodos es positivo, marcando una trayectoria decreciente en los tres primeros años cerrados, destacando 2004 (año en el que se congeló la retribución) que marca el valor más bajo. En 2005, el beneficio neto representa un 4,6 %

de los ingresos totales de explotación. Con respecto a los dos últimos ejercicios, el beneficio neto previsto [...] un [...] % en 2007 con respecto al cierre previsto de 2006.

El *cash flow*<sup>19</sup> generado por el OMEL supone [...] % de los ingresos de explotación para el último cierre contable, manteniéndose en torno al [...] ó [...] % para la previsión y presupuesto de 2006 y 2007, respectivamente.

El cuadro 10 muestra los principales ratios para los períodos analizados del OMEL.

**Cuadro 10**

Ratios calculados de los estados financieros de OMEL

<b>R A T I O S</b>	<b>31/12/2003</b>	<b>31/12/2004</b>	<b>31/12/2005</b>	<b>31/12/2006 (P)</b>	<b>31/12/2007 (PTT)</b>
<b>Solvencia</b>					
Apalancamiento (Deuda / Deuda +FP)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Solvencia financiera (FP / AF)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
<b>Rentabilidad</b>					
ROI (RNE / AT) (porcentaje)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Rotación (Ingresos explotación / AT)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Margen (RNE / Ingresos explotación) (porcentaje)	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
ROE (RN / FP) (porcentaje)					
Payout (Dividendos / RN)					
<b>Servicio de la deuda</b>					
Deuda / EBITDA	[...]	[...]	[...]	[...]	[...]
Cobertura carga financiera (EBITDA / Gastos financieros)	#	#	#	#	#

Fuente: CNE

(P) Previsión

(PTT) Presupuesto

El *apalancamiento* del OMEL es [...] para todos los períodos analizados, ya que su deuda con coste financiero es [...] y no existen acreedores a largo plazo.

La *solvencia financiera* ha experimentado una senda [...] para los tres primeros años, alcanzando un valor de [...] %, en el que cada vez es [...] la proporción de los fondos propios sobre el activo fijo, [...] el ratio.

La *rentabilidad económica* (ROI) del OMEL para los tres primeros años es [...], mientras que para los años calculados según previsiones y presupuestos la rentabilidad esperada es [...] a la rentabilidad económica observada históricamente.

<sup>19</sup> *Cash flow* o recursos generados es la suma del beneficio neto y la dotación para la amortización del inmovilizado y las variaciones de provisiones de tráfico.

Cabe señalar que el ROI del OMEL esta por [...] de la media del sector eléctrico regulado ([...])% a cierre de 2005. Con respecto a la *rentabilidad financiera* (ROE) marca un valor del [...] % en 2005 frente a un [...] % según lo presupuestado para el 2007, siendo la media del sector eléctrico un [...] % en 2005. En 2004, como consecuencia de la congelación en la retribución, el ROE anota un valor mínimo.

Para los ejercicios 2003, 2004 y 2005, el OMEL ha repartido como dividendos<sup>20</sup> en torno al [...] % del beneficio neto, siendo la previsión para los dos últimos años el mismo porcentaje.

En el gráfico 2 se representa la evolución del ROE y Payout del OMEL para el período 2003-2007.

**Gráfico 2**

**GRÁFICO CONFIDENCIAL**

---

<sup>20</sup> La CNE realiza una previsión para los ejercicios 2006 y 2007 de un Payout del [...] %, teniendo en cuenta los tres años anteriores y utilizando la información que se desprende del cuadro de financiación presentado por el OMEL en su presupuesto para el 2007.

## Inversiones realizadas por el OMEL 1999-2005 y previstas para 2006 y 2007

El cuadro 11 muestra la evolución de las inversiones realizadas en los tres tipos de inmovilizado. Los datos se han obtenido del cuadro de financiación de los informes anuales del OMEL. Los dos últimos años corresponden a la previsión de cierre de 2006 y al presupuesto presentado por el OMEL para el 2007. Destaca sobre todo el [...] ([...] miles de euros más que en 2006) de las inversiones inmateriales.

OMEL indica en el plan de inversiones correspondiente al presupuesto de 2007 entregado a la CNE no se recogen los efectos que pudiera tener la concreción del Mercado Ibérico, que implicaría inversiones adicionales que deberían ir acompañadas de una mayor financiación.

**Cuadro 11**

Detalle del Estado de Origen y Aplicación de Fondos: adquisiciones de inmovilizado

(Miles de euros)	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006 (P)	2007 (PPT)
<b>Adquisiciones de inmovilizado:</b>	<b>1.301</b>	<b>989</b>	<b>823</b>	<b>595</b>	<b>518</b>	<b>1.443</b>	<b>414</b>	[...]	[...]
- Inmovilizaciones inmateriales	855	213	87	131	97	-	134	[...]	[...]
- Inmovilizaciones materiales	447	701	736	464	421	409	280	[...]	[...]
- Inmovilizaciones financieras	-	75	-	-	-	1.033	-	[...]	[...]
<b>Relación del inmovilizado inmaterial</b>									
2007 / 2006									[...]
2007 / Promedio 1999-2005									[...]

Fuente: Informes anuales de OMEL - Cuadro de financiación

(P) Previsión

(PPT) Presupuesto

Analizando la evolución de inversiones en inmovilizado (información extraída del estado de origen y aplicación de fondos de las cuentas de OMEL) y, en particular de las inversiones inmateriales, cabe señalar, por una parte, que la cuantía prevista para 2007 es [...] de la prevista para el cierre de 2006 y [...] veces [...] al promedio desde 1999 a 2005. De los [...] miles de euros previstos para 2007, el [...] % del presupuesto, esto es, [...] miles de euros, va dirigido a nuevos desarrollos extrapeninsulares.

Por otra parte, comparando los datos de presupuestos de cierre y auditados de los últimos años, se observa que los gastos de amortización son [...] en las cuentas auditadas que en los presupuestos (incluso los previstos a final del ejercicio). Esto, según explica la propia

Compañía, se debe a que consideran inversiones inmateriales cuyo periodo de amortización es de 3 años, como gastos corrientes imputados en un solo ejercicio. En consecuencia, la información de cuentas auditadas muestra [...] en los gastos de servicios exteriores a los presupuestados, por la inclusión en gastos corrientes de partidas de desarrollo informático que, en principio, estaban incluidas en el plan de inversiones. Este hecho, en aplicación del principio de prudencia, llevaría a una continua [...] de las inversiones presupuestadas y, en consecuencia, del gasto de dotación a la amortización incluido en sus presupuestos respecto a los valores finales contabilizados, que aparecen como gasto corriente.

Por último, cabe señalar que la previsión de ingresos por actividades no eléctricas anota una tendencia [...], [...] euros en 2006 respecto a la previsión de 2005. Sin embargo, los ingresos por actividades no reguladas registrados al cierre contable de 2005 son [...] a los previstos de cierre o presupuestados para el mismo periodo. En concreto, para 2005, último año cerrado contablemente, estos ingresos son [...] euros [...] que los ingresos previstos para el cierre de 2005, lo que supone un [...] % [...], lo real que lo previsto.

#### **4. CONSIDERACIONES FINALES**

**PRIMERA.** La financiación de OMEL con cargo a la tarifa eléctrica, al igual que el resto de costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento que se financian con cargo a cuotas, implica que no haya un reconocimiento de la cuantía máxima sobre la que se estiman las correspondientes cuotas a tarifas integrales y de acceso.

En consecuencia, derivado tanto de la evolución real de los ingresos por tarifas de acceso e integrales, como de la composición de los mismos, en relación con lo que se previó en el ejercicio tarifario, se registran diferencias (por exceso o por defecto) entre los ingresos previstos y los recibidos con cargo a la tarifa eléctrica.

Cabe señalar, por tanto, la incidencia de la sobreestimación de los ingresos del sistema, ya sea por infravaloración de pérdidas, o por el efecto composición de la demanda, en la recuperación de los importes asignados con cargo a cuota, lo que debería tenerse en cuenta en caso de ser registrado un desvío significativo de los mismos. El efecto de signo

contrario (infraestimación de los ingresos) también ha sido registrado en ejercicios anteriores.

**SEGUNDA.** La retribución de OMEL, al igual que el resto de costes que son financiados con cargo a cuotas, no implica un reconocimiento directo y total de todos los costes solicitados por los distintos agentes. En consecuencia, si bien su retribución debería cubrir los costes prudentemente incurridos, una retribución a coste del servicio de todos los costes que hayan sido previstos por la Compañía, podría no incentivar, necesariamente, el funcionamiento eficiente de dicha Compañía.

En este sentido llama la atención el aumento de gastos de personal a pesar de no haber aumentado las actividades de dicha Compañía, máxime cuando se ha producido una transferencia de funciones hacia el Operador del Sistema, en aplicación del RD 2351/2004 y de la Ley 54/2005.

Asimismo, cabe señalar la cuantía de dotación a la amortización de inmovilizado inmaterial prevista para 2007, en correspondencia con el Plan de inversiones, si bien anualmente se observa una sustitución de inversiones previstas en presupuestos por gastos corrientes (servicios exteriores) en las cuentas auditadas.

**TERCERA.** Se considera adecuada la retribución incluida en la Propuesta de RD (**10.379 miles de euros**), un 2,26 % superior a la asignada en el RD 1556/2005. Esta retribución, debería procurar una racionalización de los gastos de personal y la realización de las inversiones necesarias por la Compañía, de acuerdo con las actividades asignadas en la actualidad y con la actualización de sus funciones según el RDL 5/2005.

En relación con lo señalado en el punto anterior cabe señalar, que el incremento de retribución no ha implicado, al menos en el pasado, un aumento de las inversiones de la Compañía, sino más bien un aumento del gasto de personal. Se observa que en 2001, fecha en que se produce un aumento de la retribución de dicha Compañía del 32 %, las adquisiciones en inmovilizado no aumentaron significativamente.

**CUARTA.** Esta Comisión considera que en el caso de que dicha Compañía obtenga nuevas funciones de acuerdo con el desarrollo de Mercado Ibérico, se analizará las necesidades retributivas y su financiación no necesariamente con cargo a la tarifa eléctrica.

**QUINTA.** Llama la atención el impacto que los errores de previsión de los ingresos del sistema sobre los que se calculan sus cuotas publicadas en los RD de tarifas, pueden significar respecto a la recuperación de los ingresos necesarios por dicha Compañía.

Un desvío significativo en la previsión de los ingresos del sistema, así como en la composición entre distintos grupos tarifarios, puede suponer una falta de ingresos respecto a los que fueran asignados inicialmente al establecer las cuotas. En el caso de desvíos significativos (al alza o a la baja) de los mismos se propone su inclusión con cargo a la tarifa eléctrica, una vez que sea confirmado dicho desvío.

**NOTA DE CONFIDENCIALIDAD:** Todos los datos incluidos en este informe han sido proporcionados por el OMEL en relación a su propuesta de retribución con cargo a la tarifa eléctrica de 2006 y de 2007 y, por tanto, tienen el carácter de confidenciales.