



Comisión

Nacional

de Energía

INFORME 34/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2008

20 de diciembre de 2007

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	5
2	MARCO REGULATORIO ACTUAL	7
2.1	Antecedentes	7
2.2	Los derechos de emisión de CO ₂	12
2.3	La retribución de las actividades del transporte y distribución	14
2.4	Los pagos por capacidad	15
2.5	Servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado.....	17
2.6	El déficit tarifario.....	19
3	EJERCICIO TARIFARIO 2007	24
3.1	Consideración previa.....	24
3.2	Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos	24
3.2.1	Previsión de la demanda en la propuesta de Orden	24
3.2.2	Participación en el mercado.....	25
3.2.3	Previsión de ingresos	28
3.3	Escenario de costes incluido en la propuesta de Orden	31
3.3.1	Coste de generación	31
3.3.2	Costes de transporte, distribución y gestión comercial	55
3.3.3	Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	55
3.3.4	Déficit de actividades reguladas.....	56
4	PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN.....	57
4.1	Entorno internacional	57
4.2	Tarifas integrales y tarifas de acceso a las redes	65
4.2.1	Tarifas integrales.....	65
4.2.2	Tarifas de acceso.....	68
4.3	Precios de la garantía de potencia	73
4.4	Suficiencia de ingresos	75
4.5	Aditividad de costes en las tarifas	81
5	COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES DEL SISTEMA PARA 2008	92
5.1	La retribución del transporte.....	92
5.1.1	Coste acreditado al transporte por las instalaciones anteriores a 1998	97

5.1.2	El cálculo del coste por nuevas inversiones y su necesaria corrección	98
5.1.3	Incentivo a la disponibilidad	105
5.2	La retribución de la distribución.....	108
5.2.1	Antecedentes	108
5.2.2	La revisión de la retribución a la distribución de años anteriores	110
5.2.3	La retribución de la distribución para el año 2007	111
5.2.4	Incentivos para mejorar la calidad del servicio en distribución.....	116
5.2.5	Comentarios al Anexo II de la propuesta de Orden (alquileres).....	117
5.2.6	Derechos de acometidas y coeficientes de pérdidas	117
5.2.7	Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (actuaciones del Operador del Sistema)	118
5.2.8	Tarifas D aplicables a las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997.....	118
5.2.9	Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997	119
5.3	La retribución de la gestión comercial	120
5.3.1	Regulación de la retribución de la gestión comercial	120
5.3.2	Evolución del coste de gestión comercial con cargo a la tarifa eléctrica....	123
5.3.3	La revisión de la retribución de la gestión comercial de años anteriores ...	124
5.3.4	La retribución de la gestión comercial para el año 2008	125
5.4	Gestión de la demanda	126
5.4.1	La señal del precio al consumidor.....	126
5.4.2	Los incentivos económicos destinados al Plan de Acción (art. 5).....	127
5.5	Costes permanentes del sistema	131
5.5.1	Costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares	131
5.5.2	La retribución al Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular	134
5.5.3	La retribución al Operador del Mercado.....	135
5.5.4	Plan de viabilidad ELCOGÁS.....	135
5.6	Costes de seguridad de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	136
5.6.1	Régimen Especial	136
5.6.2	Incentivo al consumo de carbón autóctono.....	143
5.6.3	Moratoria Nuclear.....	144
5.7	Déficit de actividades reguladas.....	145

5.7.1	Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2000 y 31 de diciembre de 2005..	145
5.7.2	Desajuste de ingresos en la liquidación de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002.....	146
5.7.3	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.....	146
5.7.4	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006	147
5.7.5	Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007	148
5.7.6	Déficit de ingresos reconocido ex ante en 2008.....	150
6	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN	154
6.1	Disposición adicional primera. Plan de sustitución de equipos de medida.....	154
6.2	Disposición adicional segunda. Pago en concepto de Incentivo a la inversión medioambiental.....	156
6.3	Disposición adicional tercera. Desarrollo de las condiciones de mantenimiento y acceso relativas a las bases de datos de puntos de suministro.....	158
6.4	Disposición adicional séptima. Modificación del apartado décimo del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007.....	164
6.5	Disposición transitoria primera. Servicio transitorio de disponibilidad.	164
6.6	Disposición transitoria tercera. Régimen transitorio aplicable a los agentes externos	166
6.7	Otras consideraciones.....	167
6.7.1	Información en la factura.....	167
6.7.2	Contratos de duración inferior al año para clientes conectados a redes de baja tensión	168
6.7.3	Propuesta de nueva Disposición Adicional para modificación de La Orden ITC/913/2006.....	169
6.7.4	Propuesta de nueva Disposición Adicional relativa a la retribución fija	173
7	CONCLUSIONES.....	174
8	Bibliografía	237

ANEXOS

- ANEXO I – INFORME DE SITUACIÓN Y ESTIMACIÓN DEL IMPACTO DE LOS DISTINTOS DÉFICIT RECONOCIDOS EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL SOBRE LOS COSTES DE ACCESO EN EL PERIODO 2008-2002
- ANEXO II – ESCENARIO CNE DE PREVISIONES DE CONSUMOS, POTENCIAS E INGRESOS REGULADOS A LAS TARIFAS VIGENTES
- ANEXO III – FACTORES DE ESCALA PARA CADA EMPRESA DISTRIBUIDORA DE ELECTRICIDAD (Fei) APLICABLES DE MANERA TRANSITORIA PARA LA FIJACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN POR INCREMENTO DE ACTIVIDAD
- ANEXO IV – LA RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA
- ANEXO V – LA RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL MERCADO
- ANEXO VI – ELCOGÁS
- ANEXO VII – PREVISIÓN DEFICIT EX ANTE 2007
- ANEXO VIII – INFORME SOBRE EL DESARROLLO DEL PROCEDIMIENTO DE SUBASTA DEL DÉFICIT RECONOCIDO EX ANTE EN LAS LIQUIDACIONES DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS
- ANEXO IX – ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO

INFORME 34/2007 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2008

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 20 de diciembre de 2007, 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 11 de diciembre de 2007 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Orden por el que se establece la tarifa eléctrica para 2008 e información explicativa de dicha propuesta de Orden. 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 17 de diciembre de 2007, para discutir la propuesta de Orden. Se acompañan, como Anexo del presente informe, las alegaciones de los miembros del Consejo presentadas por escrito.

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 le confiere, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente sobre la propuesta de revisión tarifaria. Asimismo, se considera que para que el contenido del informe realizado pueda ser considerado por el MITyC en la Orden de tarifas, también éste 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 Orden de tarifa eléctrica 2008, 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 2008 y al que se hace referencia en el presente informe.

Su estructura es la siguiente. En el apartado 2, se detallan los antecedentes a este ejercicio tarifario y 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 2008, 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 Orden. 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 2008. En el apartado 6, se analizan otros aspectos introducidos en la propuesta de Orden y, por último, en el apartado 7 se extraen las principales conclusiones.

2 MARCO REGULATORIO ACTUAL

2.1 Antecedentes

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece en su disposición transitoria segunda, al regular el suministro a tarifa de los distribuidores, que hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores en las condiciones que se establecen en la citada disposición transitoria.

Asimismo, la citada Ley establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes que correspondan de las actividades reguladas del sistema, incluyendo entre ellos los permanentes y los de diversificación y seguridad de abastecimiento, y que el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los peajes.

No obstante, es preciso señalar que ya la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, señaló la potestad del Gobierno, mediante Real Decreto, de establecer una metodología de determinación de la tarifa eléctrica, si bien en este caso establecía la posibilidad de fijar un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

Asimismo, la citada Ley 53/2002 estableció que durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a los años 2001 y 2002 y el desajuste de ingresos de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 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, desarrolló 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 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”, como en sucesivos informes sobre propuestas normativas de tarifas eléctricas¹ 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 acceso².

Asimismo, en el citado informe se señaló que ese 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

¹ “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”, “Informe 24/2005 sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2006”, “Informe 21/2006 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de Julio de 2006”, “Informe 39/2006 sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2007”, “Informe 19/2007 sobre la Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la Tarifa Eléctrica a partir del 1 de Julio de 2007” e “Informe 25/2007 de la CNE sobre la Propuesta de Orden por la que se revisan las Tarifas Eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007”.

² 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.

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 o de referencia antes del 1 de julio de 2006.

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 Real Decreto 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 límites máximos anuales al incremento de dicha tarifa así como los costes a considerar. Por tanto 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.
- El Gobierno, previo informe de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos y 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.
- El Gobierno podrá aprobar un sistema de primas hasta un límite máximo de 10 € por MWh producido que se considerarán costes permanentes 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 Real Decreto 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.

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, reconoce ex ante la existencia de un déficit en la liquidación de actividades reguladas y establece que a partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral el Gobierno revisará las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras, revisando los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica, los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento, incluyendo el reintegro con cargo a la recaudación de la tarifa eléctrica en los próximos ejercicios de los saldos negativos resultantes de las liquidaciones realizadas por la Comisión Nacional de Energía.

Adicionalmente, el citado Real Decreto 1634/2006 establece los siguientes cambios que afectan a la tarifa:

- Se modifica la estructura de tarifas integrales aplicables a los clientes conectados a redes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y se mantiene la tarifa social 1.0. Se sustituye la tarifa 2.0 con la creación de 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).
- Se modifica el calendario de aplicación a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 con complemento por discriminación horaria nocturna para homogeneizarlo con el correspondiente a la nueva tarifa de acceso 2.0 DHA (discriminación horaria en dos

periodos). Con carácter transitorio, a los clientes sujetos a la tarifa 2.0 NA se les sigue manteniendo en dicha tarifa. La tarifa de baja tensión 3.0 pasa a denominarse 3.0.2.

- La Disposición adicional vigésima habilita al Gobierno a 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 energía eléctrica, equivalente a una potencia constante durante un plazo de tiempo no superior a un año natural. También estipula que esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes.
- Se establecen servicios de interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Hasta la fecha, dichos servicios de gestión de la demanda no eran retribuidos en el mercado liberalizado.
- Se modifica, con carácter transitorio, el cobro por garantía de potencia. Las unidades de producción de energía eléctrica nuclear dejan de tener derecho al cobro por este concepto.

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, garantiza a los titulares de instalaciones de régimen especial una retribución razonable para sus inversiones y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sector, de acuerdo con los principios recogidos en la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico. El Real Decreto 661/2007 viene a sustituir al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, manteniendo la estructura básica de su regulación y establece objetivos coincidentes con los recogidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 y en la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética (E4).

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio del 2007, reconoce ex ante la existencia de un déficit en la liquidación de las

actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007 que asciende a 750.000 miles de euros.

Adicionalmente, el citado Real Decreto establece los siguientes aspectos:

- Suprime la tarifa 4.0, a partir de 1 de julio de 2007, quedando incorporada dentro de la tarifa general 3.0.2 para potencias superiores a 15 kW. Los suministros que a 30 de junio de 2007 estaban acogidos a dicha tarifa 4.0 pasan automáticamente a estar acogidos a la tarifa 3.0.2.
- Se modifican los coeficientes de cálculo del descuento de interrumpibilidad de las tarifas generales de alta tensión y de la Tarifa Horaria de Potencia.
- Se retrasa la fecha de eliminación de las tarifas de riegos hasta el 1 de julio de 2008.
- Se establece la supresión de las tarifas generales de alta tensión para el 1 de julio de 2008.

Finalmente, la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, mantiene los precios de los términos de potencia y energía de todas las tarifas integrales pero modifica los periodos horarios aplicables tanto en las tarifas integrales como en las tarifas de acceso, con el objetivo de adaptarlas a las curvas de demanda registradas en los últimos años. Sustituye el mecanismo de garantía de potencia por los «pagos por capacidad» definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997 (modificado por la Ley 17/2007, de 4 de julio). Para ello se establecen las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia a medio y largo plazo ofrecido por las instalaciones de generación, los requisitos para participar como proveedor del servicio, así como el régimen retributivo de pagos, de forma coordinada entre los dos sistemas ibéricos.

2.2 Los derechos de emisión de CO₂

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 las de generación de energía eléctrica. El Plan Nacional de Asignación 2005-2007, aprobado por

el Acuerdo de Consejo de Ministros, de 21 de enero de 2005, detalla la asignación individual de derechos de emisión a 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 su importe equivalente. Asimismo, establece la posibilidad de descontar el valor de los derechos de emisión al determinar la cuantía del déficit correspondiente a 2006.

La Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, desarrolla el Real Decreto-Ley 3/2006 estableciendo el procedimiento de cálculo de la minoración, para el año 2006, de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica por un importe equivalente al valor de los derechos de emisión de dióxido de carbono asignados gratuitamente a esta actividad. Asimismo, en la citada Orden se señala que dicho importe se dedicará a reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2006 y establece el mandato a la Comisión de calcular y notificar a los titulares de las instalaciones a los que es de aplicación la Orden y la Secretaría General de la energía los importes resultantes, así como la comunicación a esta última de la cuantía final del déficit de ingresos del sistema eléctrico del año 2006.

Por otra parte, la propuesta de Orden de la que se emite el presente informe extiende la aplicación de la metodología de la Orden ITC/3315/2007 al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007, teniendo, por tanto, carácter provisional la anualidad para 2008 que resulta para recuperar el déficit generado en la liquidación de actividades reguladas correspondiente a 2007.

Por último, cabe señalar que el Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, establece la minoración de la actividad de generación de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica como consecuencia del mayor ingreso obtenido por la incorporación a los precios del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a esta actividad por la aplicación del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2008-2012.

Asimismo, establece que las citadas cantidades minoradas tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

En consecuencia, esta Comisión considera necesario señalar que el impacto que sobre los costes del sistema tenga el desarrollo normativo deberá tenerse en cuenta a la hora de determinar los importes reales de los déficit de ingresos en las liquidaciones reguladas correspondientes a los ejercicios pasados y futuros.

Esto es importante en la situación actual en la que el sistema eléctrico se financia ex ante, pues en caso de que no se anticipe la minoración de los derechos, el sistema podría adquirir compromisos financieros en cantidades superiores a las realmente necesarias. En este sentido, sería conveniente que el efecto de esta posible minoración por los derechos del año se tenga en consideración en las subastas de la parte final del año, ya que se tendrá una mejor información sobre el cierre de las liquidaciones correspondientes y porque el cierre del año no es un momento adecuado desde un punto de vista financiero para llevar a cabo subastas.

2.3 La retribución de las actividades del transporte y distribución

Con fecha 29 de enero de 2007 tuvo entrada en el registro general de la Comisión Nacional de Energía oficio de la Secretaria General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que se solicitaba informe preceptivo sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica.

En el citado oficio se indicaba que el trámite de audiencia a los interesados se consideraba cumplido con el informe del Consejo Consultivo de esta Comisión.

A tales efectos, fue remitida a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y fue tratada por el mismo en su sesión de 19 de febrero de 2007. El Consejo de la Comisión Nacional de Energía aprobó el informe en su sesión del día 26 de julio de 2007.

A la fecha de elaboración del presente informe, está en fase de informe la Propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de

2008. La mencionada disposición se plantea con la finalidad de facilitar la acometida de un fuerte ciclo inversor en instalaciones de transporte de acuerdo con las directrices recogidas en el documento “Desarrollo de la Red de transporte de Energía Eléctrica en el Horizonte 2007-2016”. Asimismo, persigue reforzar la convergencia con el régimen retributivo equivalente del sector del gas natural.

Los elementos básicos del nuevo marco retributivo conciernen a las tasas de retribución, que procuran resultar coherentes con los objetivos de rentabilidad y riesgo de dichas inversiones. Las bases de los activos serán anualmente reconocidos y retribuidos por sus valores netos actualizados. Asimismo, se fijan incentivos a la eficiencia, como principio de buena regulación.

Debe destacarse que en la presente propuesta de Orden Ministerial para la estimación de los costes de la actividad de transporte para 2008 se han tomado como referencia los valores calculados por esta Comisión para Red Eléctrica de España, S.A., otras empresas transportistas y empresas extrapeninsulares. Dichos valores no tienen en cuenta el nuevo régimen retributivo para las instalaciones con puesta en servicio durante 2008.

Esta Comisión considera que los efectos de la publicación de sendos Reales Decretos deberán ser tenidos en cuenta en las próximas revisiones tarifarias que tengan lugar a lo largo de 2008.

2.4 Los pagos por capacidad

La Disposición final primera del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, faculta al Ministro de Industria, Turismo y Comercio para modificar el sistema de cobros y pagos de garantía de potencia. Asimismo, se le faculta para desarrollar los sistemas de garantía de origen de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables y de garantía de origen de la electricidad de cogeneración de alta eficiencia, derivados de las Directivas 2001/77/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 27 de septiembre de 2001, y 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, respectivamente. Por último, la citada disposición también habilita al titular del MITYC para establecer un

sistema de incentivos a la gestión de la operación del sistema que fomente su eficiencia y calidad.

Por su parte, la Disposición adicional sexta del Real Decreto 871/2007, de de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, aborda la retribución en concepto de pago por capacidad. En concreto, establece que a partir del 1 de octubre de 2007, entrará en vigor el nuevo sistema de retribución en concepto de pago por capacidad que establecerá el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Dicho sistema se articulará en dos tipos de incentivo destinados a promover las inversiones de generación y la disponibilidad de las instalaciones para el sistema eléctrico. También se determina que las instalaciones que a la entrada en vigor de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico, estaban sometidas al régimen previsto en el Real Decreto 1538/1987, de 11 de diciembre, sobre la determinación de las tarifas de las empresas gestoras del servicio público, no tendrán derecho a percibir incentivo a la inversión.

La Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007, establece en su apartado Cuarto una nueva metodología para los pagos por capacidad. Estos pagos se regulan como un servicio prestado al sistema eléctrico por las instalaciones de generación.

En el Anexo III de la citada Orden, se especifican las condiciones de prestación del servicio de capacidad de potencia, a medio y largo plazo, los requisitos para participar como proveedor del servicio y el régimen retributivo de pagos por dicha capacidad, de forma coordinada entre los dos sistemas ibéricos.

Respecto al servicio de capacidad a medio plazo, éste se prevé formalizar mediante la contratación bilateral entre el Operador del Sistema y el titular de la instalación de generación. Tanto el procedimiento de contratación de este servicio como la cuantía anual máxima destinada a retribuirlo están pendientes de aprobación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y no es posible anticipar el coste definitivo correspondiente al año 2008.

No obstante, el apartado quinto.1 del Anexo III de la citada disposición prevé la posibilidad de establecer un mecanismo transitorio, por razones de seguridad de suministro, para la dotación del servicio de disponibilidad en tanto entra en vigor la normativa que lo desarrolle. La Disposición transitoria primera de la presente propuesta de Orden ministerial autoriza al Operador del Sistema a la provisión de un servicio transitorio de disponibilidad en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de julio de 2008.

Dicho servicio tendrá por objeto promover la capacidad a medio plazo de instalaciones de producción y consistirá en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia durante esos primeros siete meses del ejercicio 2008, con la finalidad de incentivar la disponibilidad de los recursos que presentan un riesgo de indisponibilidad más elevado en periodos de punta de demanda.

El segundo y último componente de los pagos por capacidad, el incentivo a la inversión en capacidad a largo plazo, consiste en la puesta a disposición del Operador del Sistema de determinada potencia instalada que se acredita mediante el acta de puesta en marcha de la instalación de generación. Teniendo en cuenta la cuantía de la retribución fijada para este incentivo, las instalaciones de generación que, de acuerdo con el texto del anexo, tendrán derecho al cobro, así como los planes de puesta en marcha de nuevas instalaciones en el próximo año, se prevé un coste anual de 447.976 miles de euros.

El texto de la propuesta objeto de este informe contempla un mandato a la Comisión Nacional de Energía relativo a los mecanismos de financiación de pagos por capacidad.

Sobre todo este aspecto se profundiza en el punto 3.2.1.3.

2.5 Servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007 establece en la Disposición transitoria sexta que los consumidores que adquieran su energía en el mercado de producción podrán

proporcionar servicios de gestión de la demanda al sistema y, en concreto, establece servicios de interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva.

Asimismo, establece que los costes de estos servicios tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y que serán gestionados por el Operador del Sistema, para lo que deberá suscribir contratos con cada uno de los clientes que oferten estos servicios en el mercado de producción. Por último, la citada disposición habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para el desarrollo normativo de los servicios de gestión de la demanda.

La promulgación de la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción, viene a responder al anterior compromiso de desarrollo normativo.

La anterior disposición se plantea con el objeto de regular las condiciones de prestación del servicio, el procedimiento y los requisitos de los consumidores para la contratación del servicio, así como su régimen retributivo. Su ámbito de aplicación se circunscribe a los consumidores de energía eléctrica conectados en alta tensión que contratan su energía en el mercado de producción, directamente, o a través de un comercializador o un contrato bilateral. Para ello, el concepto de servicio de interrumpibilidad -de un consumidor que sea proveedor de este servicio- es definido de forma taxativa como la reducción de potencia activa demandada hasta el valor de la potencia residual requerida, en respuesta a una orden dictada por el Operador del Sistema, que realizará las funciones de gestor de este servicio. Se establecen cinco tipos distintos de reducción de potencia y las condiciones de reducción de la misma. También se regulan algunos aspectos concernientes a la liquidación, facturación y ulterior inspección de los servicios de interrumpibilidad.

La presente propuesta de orden ministerial completa el desarrollo normativo de los servicios de interrumpibilidad con la previsión, en el apartado 13 del artículo 1, de una partida de 380.000 miles de euros destinada a este servicio de interrumpibilidad.

No obstante, en el texto de la propuesta aún faltarían referencias a dos compromisos de la Orden ITC/2370/2007 que, a la fecha de elaboración de este informe, no han tenido el desarrollo normativo preceptivo. El primero de ellos hace referencia a la publicación por parte de la DGPEM de los precios medios de la energía empleados en la fórmula de retribución (artículo 6). El segundo concierne a dos procedimientos de operación sobre los cuales esta Comisión está en proceso de deliberación; P.O. 14.9 sobre liquidación y facturación del servicio de interrumpibilidad prestado por consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción y P.O. 15.1 sobre el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. Ambos P.O. están contemplados en la Disposición transitoria segunda de la Orden ITC /2370/2007.

2.6 El déficit tarifario

Desde el año 2003, la tarifa eléctrica ha ido incorporando en su escandallo de costes, diferentes conceptos de costes destinados a sufragar los déficit de las actividades reguladas registrados en los últimos años y las revisiones de los costes de generación extrapeninsular. En particular, de acuerdo con lo establecido en la legislación vigente, los futuros ejercicios tarifarios deberán incorporar, al menos, los siguientes conceptos:

- Desajuste de ingresos de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002.
- Revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002.
- 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.
- Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2006.
- Revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2005.
- Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2007.
- Déficit de actividades reguladas reconocido ex-ante en las liquidaciones de actividades reguladas 2008.

En el Cuadro 1 se resumen los importes reconocidos para cada uno de los déficit de ingresos anteriores y la previsión de importes pendientes a 31 de diciembre de 2008.

Cabe señalar que, si bien el déficit reconocido ex ante en las liquidaciones de las actividades reguladas para 2008 asciende a 1.200 Millones de euros, se han considerado 4.750 Millones de euros en el escandallo de costes de 2008. Este importe no tiene descontado el efecto de la devolución de CO₂. En el cálculo del importe pendiente a 31 de diciembre de 2008, se ha considerado una estimación orientativa del efecto de la minoración en concepto de devolución de los derechos de emisión de CO₂ asignados gratuitamente.

En el Anexo I del presente informe se analiza el impacto de los distintos déficit reconocidos en el sistema eléctrico español sobre los costes de acceso en el periodo 2003 – 2022 y se describen las hipótesis consideradas en el cálculo de las anualidades.

Cuadro 1. Déficit reconocidos

Mínimo	Importe (Miles de €)	
	Importe reconocido	Importe pendiente a 31 diciembre de 2008 (P)
Peninsular 00 - 02	1.522.332	420.702
Extrapeninsular 00- 02 (1)	387.805	265.618
Extrapeninsular 03- 05 (1)	533.409	472.102
Peninsular 05	3.830.447	3.496.896
Peninsular 06 (2)	2.213.591	2.010.717
Peninsular 07 (3)	694.351	685.570
Peninsular 08 ("Ex-ante") (4)	4.750.000	3.286.512
TOTAL	13.931.936	10.638.117

Fuentes: CNE, Reales Decretos de tarifas y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Notas:

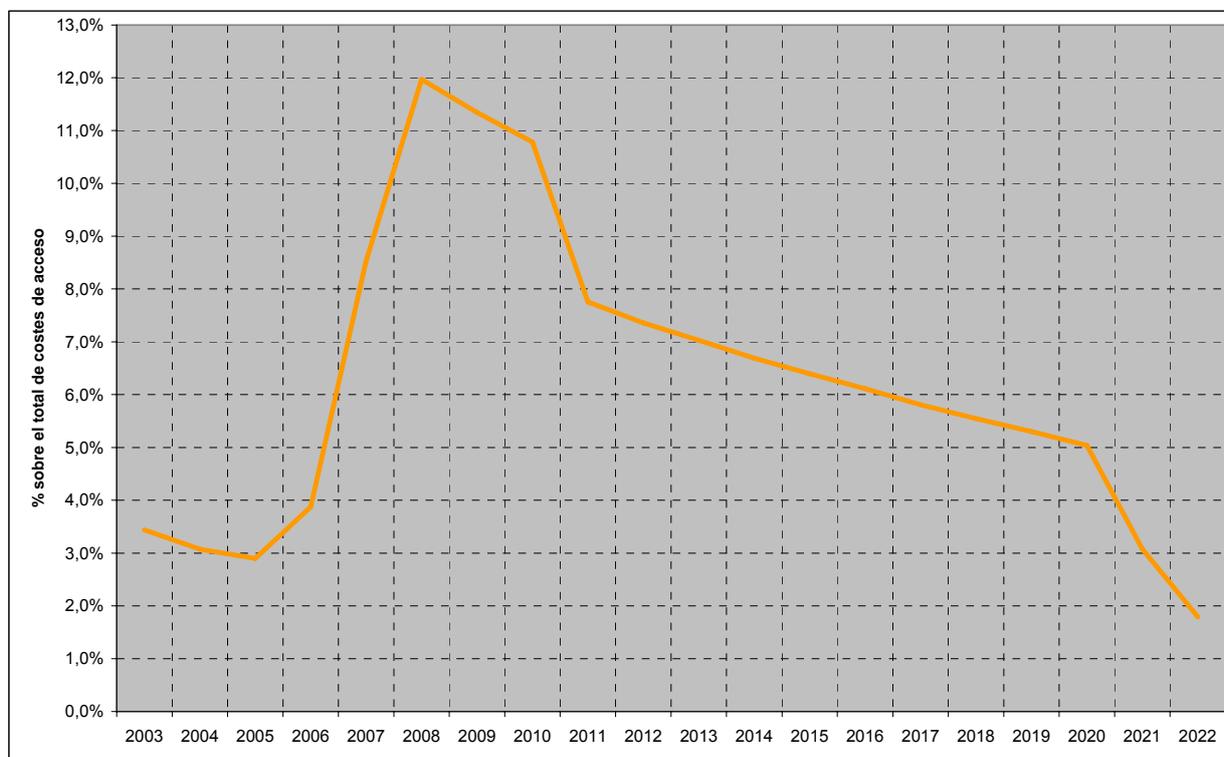
(1) Importe reconocido a 31 de diciembre de 2005.

- (2) Importe provisional calculado por la CNE de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/3315/2007.
- (3) Importe provisional calculado por la CNE en cumplimiento del mandato establecido en la Orden ITC/2794/2007, minorado por el importe previsto en concepto de devolución de derechos de CO₂
- (4) Déficit ex ante reconocido de acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden y estimación orientativa del importe pendiente de compensación considerando lo establecido en la propuesta de Orden y el Real Decreto-Ley 11/2007.

Todos estos costes se amortizarán durante una serie de años con cargo a la tarifa eléctrica, de manera los ingresos resultantes de la aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores eléctricos serán superiores a los costes estrictamente necesarios para el abastecimiento de energía eléctrica.

En el Gráfico 6 se resume una estimación del porcentaje que sobre los costes de acceso representan los déficit de actividades reguladas y la revisión del coste de generación extrapeninsular del año 2000 al 2008 en el periodo 2003–2022, de acuerdo con las hipótesis contenidas en el Anexo I del presente informe.

Gráfico 6. Porcentaje que supondrán los déficit de actividades reguladas y la revisión del coste de generación extrapeninsular sobre los costes de acceso en el periodo 2003 - 2022



Fuente: CNE

Como también se ha señalado en el “Informe 39/2006, sobre la propuesta de tarifa eléctrica para el 2007”, el reconocimiento ex ante de un déficit en las actividades reguladas introduce mejoras respecto al tratamiento de los déficit de ingresos registrados en ejercicios anteriores. Esto es debido a: (1) el sistema de déficit ex ante parte, en su proceso de cálculo, del reconocimiento de los costes reales existentes, siendo, en este sentido, metodológicamente más transparente y más razonable; (2) al tratarse de un déficit imputado a las actividades reguladas, se traduce en tarifas de acceso menores, lo que puede conseguir que se reduzca la distorsión de la competencia entre el suministro de los comercializadores y el suministro a precio regulado; (3) al ser un déficit de actividades reguladas se podría justificar la inclusión de la anualidad correspondiente como un coste de acceso que será pagado por todos; (4) se reduce en cierta medida la incertidumbre para los agentes; etc. No obstante, lo anterior no debe ser óbice para afirmar que esta alternativa se aleja de los planteamientos que defiende esta Comisión por entender que el mantenimiento de un déficit, sea cual sea su naturaleza, no es aceptable pues introduce importantes distorsiones en el sistema.

Esta Comisión considera necesario insistir en que la no traslación de los costes a los precios de las tarifas integrales y de acceso implica en realidad el mantenimiento en el sistema de dos conceptos de tarifa distintos, que, a los efectos de esta explicación, podrían denominarse “nominal” y “real”. La “nominal” sería la publicada en el BOE y es la que paga el consumidor en la factura correspondiente al mes en que se ha producido el consumo. La “real” es la que resulta de considerar los costes totales del sistema y constituye la que la globalidad de los consumidores del sistema acabará finalmente pagando en el futuro por esos consumos pasados.

La decisión de no trasladar los costes reales a los precios de las tarifas integrales y las tarifas de acceso (esto es, el mantenimiento de las tarifas “nominales” por debajo de la suma de los costes, generándose un déficit en el sistema) en el fondo supone decidir el modo de financiación de la tarifa “real” (esto es, decidir cómo y qué porcentaje de la tarifa real se va a diferir a ejercicios futuros). Esto conlleva efectos perversos en el sistema, entre los que se pueden enunciar los siguientes: (1) la necesidad de mayores incrementos futuros de las tarifas “nominales” eléctricas al tener que considerar amortización e intereses de la deuda adquirida, (2) problemas de asignación de costes

entre distintos segmentos de clientes o (3) el incremento del consumo derivado del uso ineficiente de la energía eléctrica al recibir los consumidores señales de precios inferiores a los reales. Este último aspecto iría además en contra de la búsqueda del objetivo de consecución de mayor eficiencia en la forma de consumir, lo cual debería ser una prioridad en la realidad energética actual. En este sentido, los ingresos reales de las empresas del sector no sólo no se ven afectados de forma sensible por el mantenimiento de una tarifa nominal que genere déficit de ingresos (cuyo reembolso con sus costes tienen asegurado), sino que incluso podrían beneficiarse por un incremento del consumo debido a la señal distorsionada de precios bajos que reciben.

Esta Comisión consideraría adecuado incluir en las facturas de los consumidores información en la que se indicara la factura real a la que debiera hacerse frente en caso de que ésta incorporara al contado la totalidad de los costes, así como la deuda media que cada consumidor tiene contraída para periodos futuros.

Finalmente, esta Comisión considera importante insistir en que, con la metodología actual, la única forma efectiva de modificar el precio real que finalmente pagan los consumidores sería mediante la revisión de los costes reales y no mediante el cambio o no de la tarifa “nominal”.

En consecuencia, esta Comisión considera necesaria un análisis en profundidad de los costes del sector eléctrico. Esta revisión debería aprovecharse no sólo para analizar la metodología de cálculo de cada uno de ellos, sino también para revisar su naturaleza y decidir si deben ser los consumidores eléctricos los soporten. Efectivamente, existen costes como los derivados del fomento de las energías renovables, la compensación extrapeninsular, el mantenimiento de una tarifa social, etc., cuya naturaleza pudiera hacer más conveniente que su financiación proviniese de otro origen, como, por ejemplo, de los Presupuestos Generales del Estado. También debería revisarse la cuantía de otros componentes, como el Impuesto Eléctrico. El objetivo debería ser que el consumidor pague un precio ajustado a los costes realmente incurridos y que las empresas reciban por su actividad una retribución ajustada a sus costes.

No obstante lo anterior, cabe señalar que el coste con mayor peso es el correspondiente a la energía, por lo que se considera imprescindible seguir fomentando la competencia en este mercado y adoptar las medidas necesarias de vigilancia y control con objeto de garantizar la adecuada formación de sus precios. Asimismo, debería de hacerse un análisis serio del funcionamiento del modelo actual, incluidas todas las cuestiones que están pendientes en el modelo.

3 EJERCICIO TARIFARIO 2007

3.1 Consideración previa

Esta Comisión considera importante señalar que, si bien entre las funciones previstas en el apartado tercero.1.cuarta de la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos, se encuentra la de proponer o informar sobre el establecimiento de precios, el objeto del presente informe es analizar la propuesta de Orden por la que se establece la tarifa eléctrica y no consiste en una propuesta de precios regulados.

3.2 Escenario de previsión de demanda, participación en el mercado e ingresos

3.2.1 Previsión de la demanda en la propuesta de Orden

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda nacional en barras de central estimada para 2007, de acuerdo con la metodología prevista en el Real Decreto 1432/2002, asciende a 290.149 GWh, un 4,22% superior que la demanda de los 12 meses previos a la determinación de la tarifa de 2007.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información facilitada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la previsión de cierre para 2007 se sitúa ligeramente superior al escenario central del Operador del Sistema, mientras que el escenario previsto para 2008

es similar al escenario superior del Operador del Sistema, según la información aportada por el Operador del Sistema.

Cuadro 2. Escenarios de previsiones de demanda en b.c. del OS para cierre de 2007 y 2008

Demanda b.c. (TWh)	Previsión de cierre 2007			Previsión 2008		
	Superior	Central	Inferior	Superior	Central	Inferior
Peninsular <i>% variación interanual</i>	264 4,2%	261 3,0%	259 2,0%	273 4,5%	272 4,1%	271 3,8%
Extrapeninsular <i>% variación interanual</i>	16 6,2%	16 4,9%	16 3,8%	17 7,8%	17 5,7%	16 3,8%
Nacional <i>% variación interanual</i>	280 4,3%	277 3,1%	274 2,1%	290 4,7%	288 4,2%	287 3,8%

Fuente: Operador del Sistema.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden de tarifa 2008, la demanda en consumidor final es la resultante de aplicar a la demanda prevista en b.c. de 2008, el coeficiente de pérdidas del 9,07%, valor que coincide con la media de las pérdidas estándares vigentes, incluidas en el Anexo V de la propuesta de Orden, aplicadas a los consumos previstos para 2008, 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 9,07%, se obtiene una demanda en consumidor final que asciende a 266.030 GWh.

3.2.2 Participación en el mercado

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden referente a los ingresos del sistema, se prevé que el 40,7% del total de la demanda nacional en consumidor final acudirá al mercado en 2008.

Como resultado de la previsión de precios de mercado para 2008, de las variaciones en las tarifas integrales y de acceso de la presente propuesta de Orden y de la supresión de tarifas integrales de alta tensión a partir del 1 de enero de 2008, se estima que el consumo de los clientes que acudirán al mercado en el año 2008 ascenderá a 108.362 GWh, mientras que los 157.668 GWh restantes serán consumidores a tarifa integral.

Cuadro 3. Escenario MITYC de previsión de demanda y participación en el mercado para 2008

	Propuesta OM 2008	
	Consumo (GWh)	% s/total consumo
Cientes en mercado	108.362	40,7%
Cientes en mercado 1/1/2008	73.117	27,5%
Supresión tarifas integrales	35.245	13,2%
Cientes en tarifa integral	157.668	59,3%
Tarifas de Baja Tensión	106.851	40,2%
Tarifas de Alta Tensión	50.817	19,1%
Total	266.030	100,0%

Fuente: Información que acompaña la propuesta de OM

Como cada año esta Comisión ha elaborado sendos escenarios de demanda, participación en el mercado e ingresos para el cierre de 2007 y 2008, a partir de la información proporcionada por las empresas. En el Anexo II del presente informe se describen las hipótesis consideradas en la elaboración de dichos escenarios.

Cabe señalar que, si bien en términos de demanda agregada las previsiones del Ministerio son equivalentes a las del escenario de previsión de la CNE para 2008, la participación en el mercado es distinta, debido a las diferentes hipótesis de incorporación de los clientes cuyas tarifas integrales desaparecerán el próximo 1 de julio de 2008.

En el escenario de participación previsto por la CNE para 2008 se ha supuesto que los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y los clientes acogidos a la tarifa horaria de potencia no se incorporarán al mercado hasta el 1 de julio de 2008, mientras que el resto de los consumidores acogidos a tarifas

integrales de alta tensión se irán incorporando progresivamente al mercado durante el primer semestre del año. No está prevista la eliminación de la tarifa G.4 de grandes consumidores ni la tarifa D de distribuidores, por lo que se supone que los clientes acogidos a dichas tarifas permanecen en régimen de tarifa integral.

Con estas hipótesis, se ha estimado que el consumo de los clientes que acudirán al mercado en el año 2008 ascenderá a 119.069 GWh (el 44,8% del consumo total del sistema), cifra que supera en 10.707 GWh la participación prevista por el MITYC.

En el Cuadro 4 se recoge la participación en el mercado prevista por esta Comisión para 2008.

Cuadro 4. Escenario CNE de previsión de demanda y participación en el mercado para 2008

Escenario CNE 2008				
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
BT	105.995	22.441	17,5%	128.436
2.0 A (1)	67.375	8.077	10,7%	75.452
2.0 DHA (2)	12.772	13	0,1%	12.785
3.0 A (3)	25.847	14.352	35,7%	40.199
MT	14.453	71.049	83,1%	85.501
3.1 A	3.889	16.295	80,7%	20.183
6.1	10.564	54.754	83,8%	65.318
AT	26.513	25.410	48,9%	51.923
6.2	7.969	12.298	60,7%	20.267
6.3	4.549	5.488	54,7%	10.037
6.4	13.995	7.624	35,3%	21.619
TTS	0	169	100,0%	169
Total (4)	146.961	119.069	44,8%	266.030

Fuente: CNE y empresas eléctricas

Notas:

(1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados

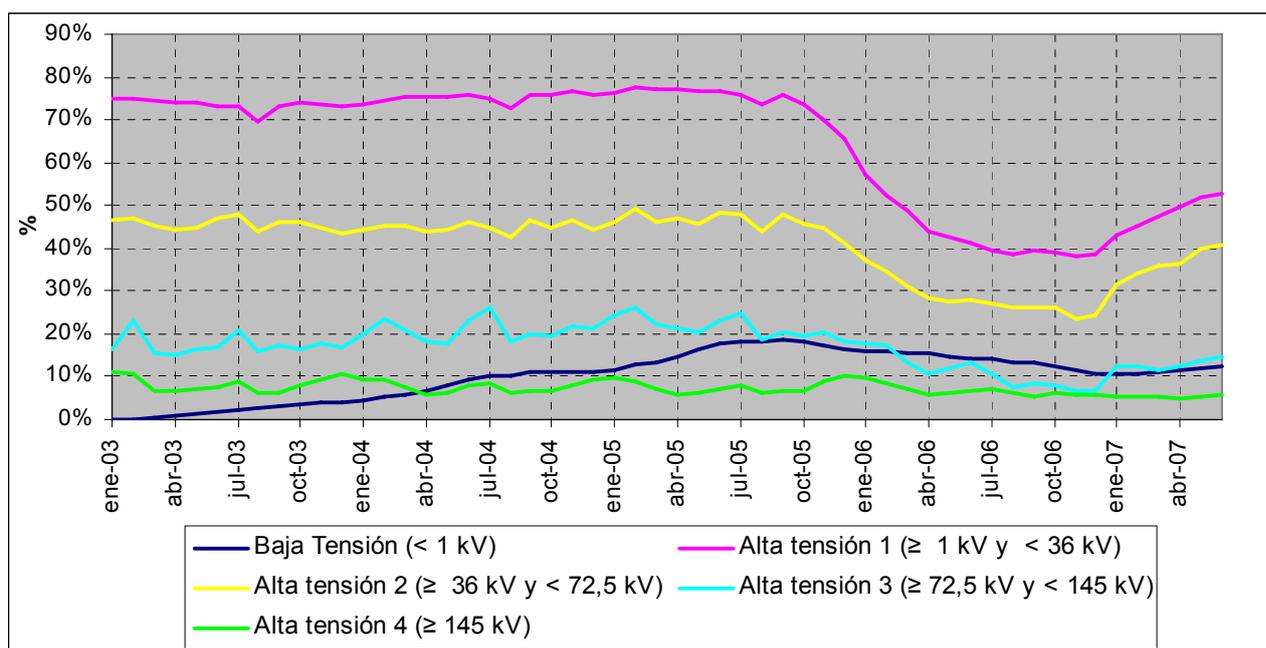
(2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N

(3) Incluye el consumo de la tarifa R.0

(4) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

En el gráfico inferior se recoge la participación en el mercado desagregada por nivel de tensión para el periodo de comprendido entre enero de 2003 a julio de 2007.

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



Fuente: CNE

Si bien se observa un aumento de la participación de los clientes en el mercado, aún no se han recuperado los niveles registrados hasta julio de 2005. El aumento previsto para 2008 de los clientes en el mercado se debe fundamentalmente a la supresión de las tarifas generales de alta tensión y de la Tarifa Horaria de Potencia (THP) a partir del 1 de julio de 2008, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 871/2007.

3.2.3 Previsión de ingresos

De los ingresos previstos para 2008, al aplicar las tarifas integrales y tarifas de acceso de la propuesta de Orden, el 64,5% procederán de los clientes en régimen de tarifa integral, para los que resultaría un ingreso medio de 9,871 c€/kWh.

El resto, el 35,5%, procederán de los clientes que acudan al mercado. De los que un 22% 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 la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el ingreso medio del colectivo de consumidores que acuda al mercado en 2008, ascenderá a 7,915 c€/kWh, un 13% inferior al ingreso medio del sistema y un 20% inferior al del mercado regulado.

En el siguiente cuadro se resumen, según la información que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos totales del sistema. Estos cálculos se hacen bajo la hipótesis de que los consumidores cuyas tarifas integrales desaparecen agotan el periodo de permanencia con el precio regulado.

Cuadro 5. Ingresos previstos para 2008

<i>Ingresos</i>	Propuesta Orden 2008			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (Millones €)	Ingreso Medio (c€/kWh)
<i>Clientes en mercado</i>	108.362	40,7%	8.577	7,915
Facturación Energía + SS.CC + Pérdidas + MN			6.388	5,895
Facturación GP			302	0,278
Facturación Acceso			1.888	1,742
<i>Clientes en tarifa integral</i>	157.669	59,3%	15.563	9,871
Tarifas de Baja Tensión	106.851	40,2%	12.316	7,811
Tarifas de Alta Tensión	50.818	19,1%	3.247	2,060
Total Ingresos (A)	266.031	100,0%	24.141	9,074

<i>Costes</i>	Costes Totales (Millones de €)
Coste generación	21.239
Costes de redes (Transporte, Distribución , Gestión Comercial)	6.161
Costes permanentes y Costes de diversificación y seguridad del abastecimiento	1.665
Total Costes (B)	29.066
Déficit de ingresos: (A) - (B)	- 4.925

Fuente: MITYC – Información que acompaña a la propuesta de Orden de 2008.

Según la información que acompaña la propuesta de Orden los costes totales del sistema previstos para el ejercicio 2008 ascienden a 29.065.624 miles de euros. Por lo tanto, de acuerdo con el escenario de previsión anterior, las variaciones en las tarifas integrales y

de acceso incluidas en la propuesta de Orden, más la previsión de coste de la energía de los clientes que acudan al mercado, son insuficientes para cubrir los costes totales en 4.925 Millones de euros.

No obstante, cabe señalar que, a diferencia de años anteriores, en la propuesta de Orden se considera un segundo escenario de ingresos suponiendo que la totalidad de los consumidores se encuentran en régimen de mercado. En este segundo escenario los ingresos del sistema ascienden a 24.570.662 miles de euro, cifra inferior en 4.486 Millones de euros a los costes totales del sistema.

En consecuencia, se puede concluir que, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, el déficit de ingresos previstos para 2008 oscilará entre 4.486 y 4.925 Millones de euros, dependiendo del escenario de participación de los clientes en el mercado. Cabe señalar, que en el primer caso los ingresos únicamente cubren el 85% de los costes totales del sistema, mientras que en el escenario de elegibilidad plena los ingresos suponen el 83% de los costes totales del sistema.

En relación con lo anterior, cabe señalar que con el escenario de participación en el mercado previsto por la Comisión para el ejercicio 2008, el déficit de ingresos alcanzaría los 4.791 Millones de euros.

Cuadro 6. Ingresos de la propuesta de OM vs Escenario CNE. Año 2008

	Propuesta OM 2008				Escenario CNE 2008			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Ingreso Medio (c€/kWh) (A)	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Ingreso Medio (c€/kWh) (B)
Ciudadanos en mercado	108.362	40,7%	8.577	7,915	119.069	44,8%	9.904	8,318
Ciudadanos en mercado 1/1/2008	73.117	27,5%	6.811	9,315	73.117	27,5%	6.442	8,811
Supresión tarifas integrales	35.245	13,2%	1.767	5,013	45.952	17,3%	3.462	7,534
Ciudadanos en tarifa integral	157.669	59,3%	15.563	9,871	146.961	55,2%	14.371	9,779
Tarifas de Baja Tensión	106.851	40,2%	12.316	11,526	105.995	39,8%	12.238	11,546
Tarifas de Alta Tensión	50.818	19,1%	3.247	6,390	40.966	15,4%	2.133	5,206
Total Ingresos	266.031	100,0%	24.141	9,074	266.030	100,0%	24.275	9,125
Total Costes del sistema			29.066	10,93			29.066	10,93
Diferencia			-4.925	-1,851			-4.791	-1,801

Fuente: CNE y MITYC - Información que acompaña a la propuesta de Orden de 2008.

3.3 Escenario de costes incluido en la propuesta de Orden

3.3.1 Coste de generación

En el Cuadro 7 se resume el coste de generación incluido en la propuesta de Orden de tarifa eléctrica 2008, así como su composición entre régimen ordinario y régimen especial, diferenciando entre el sistema peninsular y los sistemas extrapeninsular e insulares.

Cuadro 7. Coste de generación 2007 y 2008

	2007			2008			% variación 2008 sobre 2007		
	GWh	€/MWh	M€	GWh	€/MWh	Millones €	GWh	c€/kWh	Miles €
Sistema Peninsular	264.001	64,28	16.969	275.853	67,60	18.647	4,5%	5,2%	9,9%
<i>Régimen Ordinario</i>	202.541	57,72	11.691	210.956	59,15	12.478	4,2%	2,5%	6,7%
Energía	202.541	52,97	10.729	210.956	53,67	11.323	4,2%	1,3%	5,5%
Pagos por capacidad (PC) (1)			685			611			-10,7%
Servicios Complementarios (SSCC)		1,37	277		2,58	544		88,2%	96,0%
<i>Régimen Especial</i>	61.460	85,88	5.278	64.897	95,06	6.169	5,6%	10,7%	16,9%
Energía + PC + SS.CC	61.460	57,72	3.746	64.897	59,15	3.839	5,6%	2,5%	2,5%
Prima R.E. (2)		24,93	1.532		35,91	2.331		44,0%	52,1%
Sistemas Extrapeninsulares (1)	16.377	133,56	2.187	16.693	133,14	2.223	1,9%	-0,3%	1,6%
<i>Régimen Ordinario</i>	15.547	136,14	2.117	15.712	136,14	2.139	1,1%	0,0%	1,1%
Energía + PC + SS.CC	15.547	57,72	907	15.712	59,15	929	1,1%	2,5%	2,5%
Compensación extrapeninsular (3)		78,42	1.210		76,99	1.210		-1,8%	0,0%
<i>Régimen Especial</i>	830	85,20	71	981	85,20	84	18,2%	0,0%	18,2%
Energía + PC + SS.CC	830	57,72	57	981	59,15	58	18,2%	2,5%	2,5%
Prima R.E. (2)		16,98	14		26,05	26		53,4%	81,4%
Contrato REE - EDF y otros intercambios	-807	47,83	-39	-2.396	43,23	-104	196,9%	-9,6%	168,4%
Incentivo al consumo del carbón autóctono			80			93			16,7%
Servicios gestión demanda consumidores			0			380			n.a.
Coste de Generación	279.571	68,67	19.198	290.150	73,20	21.239	3,8%	6,6%	10,6%

Fuente: MITYC – Información que acompaña a la propuesta de RD 2007 y Orden 2008

- (1) El pago por capacidad se considera que es por la energía producida por los generadores peninsulares en Régimen Ordinario
- (2) 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.
- (3) 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.

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden de tarifa eléctrica, el coste de producción supera en 2.041 Millones de euros, al considerado en la propuesta de Real Decreto 2007 que se debe fundamentalmente al incremento en 810 Millones de euros de las primas del régimen especial, a la incorporación de 380 Millones de euros por servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado, al incremento de 594 Millones

de euros del coste de la energía y al incremento en 267 Millones de euros del coste de los servicios complementarios.

Cabe señalar que esta Comisión ha construido un escenario de previsión para el cierre del ejercicio 2007, con objeto de dar cumplimiento al mandato establecido en la Orden ITC/2794/2007 relativo al cálculo del déficit ex ante correspondiente al cuarto trimestre de 2007 (véase Anexo III). Si se compara la información que acompaña a la propuesta de Orden con el escenario de previsión de la CNE para el cierre de 2007, se observa que el coste de generación de 2008 superaría en más de 5.400 Millones de euros a la presión de la CNE para el cierre de 2007, siendo la partida que más aumenta la correspondiente al coste de la energía.

Cuadro 8. Coste de generación previsión CNE de cierre 2007 y 2008

	Escenario CNE - previsión cierre 2007			2008			% variación 2008 sobre cierre 2007		
	GWh	€/MWh	M€	GWh	€/MWh	Millones €	GWh	€/kWh	Miles €
Sistema Peninsular	263.468	52,84	13.921	275.853	67,60	18.647	4,7%	27,9%	33,9%
<i>Régimen Ordinario</i>	206.633	45,86	9.476	210.956	59,15	12.478	2,1%	29,0%	31,7%
Energía	206.633	39,75	8.213	210.956	53,67	11.323	2,1%	35,0%	37,9%
Pagos por capacidad (PC) (1)			823			611			-25,7%
Servicios Complementarios (SSCC)		2,13	440		2,58	544		21,2%	23,7%
<i>Régimen Especial</i>	56.834	78,22	4.446	64.897	95,06	6.169	14,2%	21,5%	38,8%
Energía + PC + SS.CC	56.834	45,86	2.606	64.897	59,15	3.839	14,2%	29,0%	47,3%
Prima R.E. (2)		32,36	1.839		35,91	2.331		11,0%	26,7%
Sistemas Extrapeninsulares (1)	15.742	118,21	1.861	16.693	133,14	2.223	6,0%	12,6%	19,4%
<i>Régimen Ordinario</i>	15.026	120,11	1.805	15.712	136,14	2.139	4,6%	13,3%	18,5%
Energía + PC + SS.CC	15.026	45,86	689	15.712	59,15	929	4,6%	29,0%	34,9%
Compensación extrapeninsular (3)		74,25	1.116		76,99	1.210		3,7%	8,4%
<i>Régimen Especial</i>	716	78,22	56	981	85,20	84	37,0%	8,9%	49,3%
Energía + PC + SS.CC	716	45,86	33	981	59,15	58	37,0%	29,0%	76,8%
Prima R.E. (2)		32,36	23		26,05	26		-19,5%	10,3%
Contrato REE - EDF y otros intercambios	-807	47,83	-39	-2.396	43,23	-104	196,9%	-9,6%	168,4%
Incentivo al consumo del carbón autóctono			80			93			16,7%
Servicios gestión demanda consumidores						380			n.a.
Coste de Generación	278.403	56,84	15.823	290.150	73,20	21.239	4,2%	28,8%	34,2%

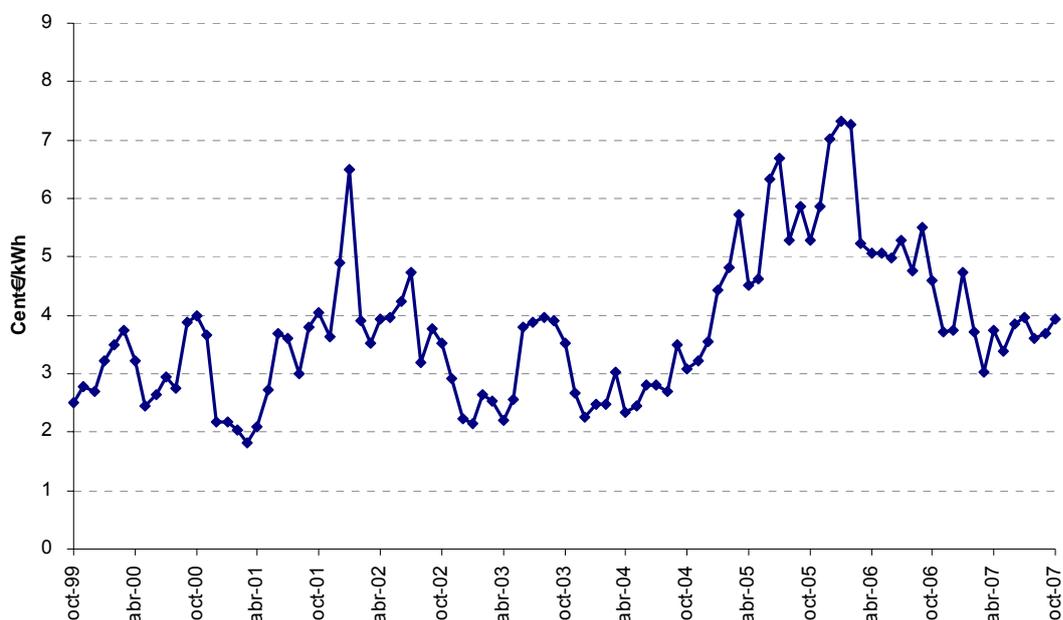
Fuente: CNE y MITYC – Información que acompaña a la propuesta de Orden 2008

- (1) El pago por capacidad se considera que es por la energía producida por los generadores peninsulares en Régimen Ordinario
- (2) 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.
- (3) 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.

3.3.1.1 Precio de la energía

El Gráfico 2 recoge la evolución histórica del precio medio ponderado final de la electricidad en el mercado diario para el periodo comprendido entre octubre de 1999 y octubre de 2007. Se puede apreciar que durante el presente ejercicio ha continuado la tendencia decreciente iniciada a comienzos de 2006. El precio medio correspondiente a los primeros diez meses de 2007 alcanzó los 3,761 c€/kWh, lo que supone una caída cercana al 32% con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, y un 28% respecto al precio medio registrado en el año 2006. Asimismo, cabe destacar que el último dato disponible (3,932 c€/kWh) sitúa a esta variable de referencia en niveles que no se registraban desde el periodo comprendido entre el final del año 2004 y el principio del año 2005.

Gráfico 2. Precio medio ponderado (c€/kWh) en el mercado diario



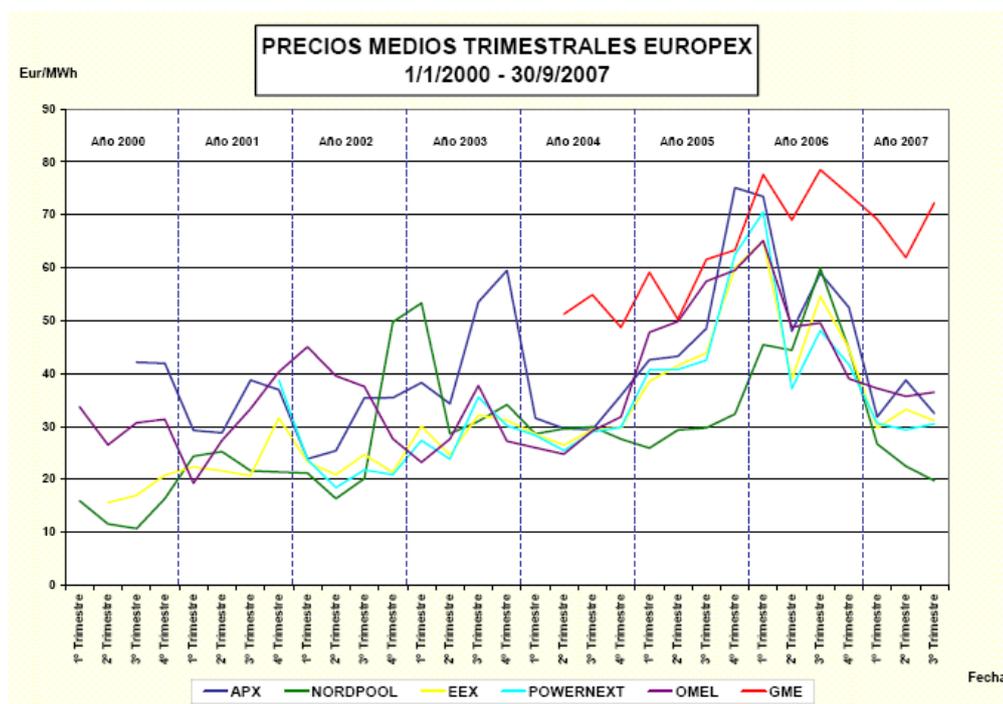
Fuente: OMEL y CNE.

El precio medio final ponderado pagado por los consumidores en el mercado y por los distribuidores durante el periodo comprendido entre enero y octubre de 2007 se ha

situado en los 4,296 c€/kWh y 4,434 c€/kWh, respectivamente, lo que ha supuesto una reducción de precios del 29% sobre los registrados en el mismo periodo de 2006.

En el Gráfico 3 se contrasta la senda de precios medios aritméticos trimestrales obtenidos para España con los correspondientes a una selección de mercados europeos; Holanda (APX), países nórdicos (NORDPOOL), Alemania (EEX), Francia (POWERNEXT) e Italia (GME). Con la excepción de este último país, se hace evidente un patrón común en la evolución de los precios lo cual denota un creciente nivel de sincronización en la cotizaciones de los principales mercados. En líneas generales, se puede afirmar que España ocupa una posición intermedia en el nivel de precio del ámbito europeo analizado.

Gráfico 3. Precio medio aritmético trimestral (euros/MWh) en los mercados europeos



Fuente: OMEL.

Nota: APX: Holanda, NORDPOOL: Noruega, EEX: Alemania, POWERNEXT: Francia; OMEL: España y GME: Italia.

No obstante lo anterior, las expectativas para 2008, basadas en las cotizaciones de los mercados a plazo, sugieren un notable repunte alcista de los precios. Cabe resaltar que estos mercados a plazo contienen primas de riesgo respecto a la mejor predicción de los precios spot debido al aseguramiento que suponen.

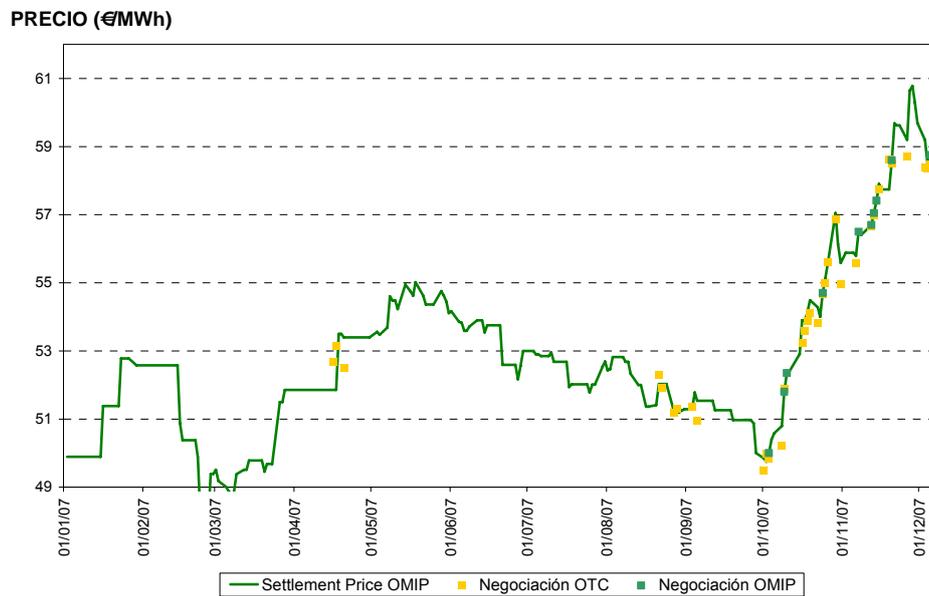
Los gráficos 3, 4 y 5 muestran, de manera individualizada, la evolución de los precios de los contratos a plazo con entrega en el primer y segundo trimestre de 2008 (contratos FTB Q1-08 y FTB Q2-08), así como la cotización del contrato anual con entrega en 2008 (FTB YR-08) correspondientes al mercado de referencia en España (OMIP³). Se trata de los contratos con entrega en 2008 con mayor liquidez en el momento de la elaboración del presente documento (con cotizaciones a 7 de diciembre de 2007).

Las cotizaciones de los tres contratos analizados han mostrado un importante incremento de las cotizaciones durante los meses de octubre y noviembre pues se aprecia una tendencia decreciente a comienzos del mes de diciembre.

De forma destacada, se ha observado una tendencia decreciente en la cotización del contrato anual (Gráfico 6) durante los meses de mayo a septiembre, si bien ha quedado compensada por el incremento registrado a partir de la primera quincena de octubre.

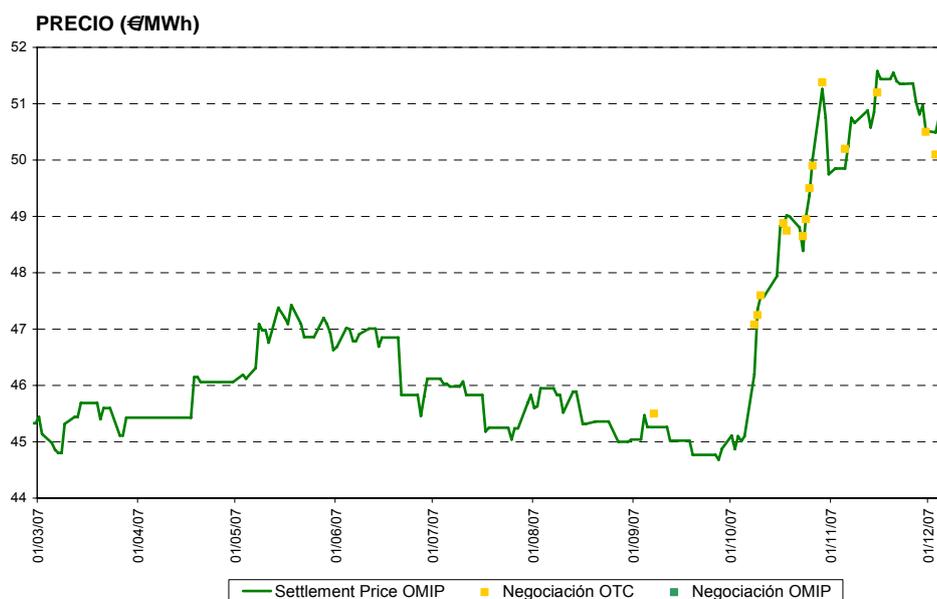
³ Los contratos de futuros negociados en el mercado del Operador del Mercado Ibérico de Energía – Polo Portugués (OMIP) son de carga base, esto es, cada contrato equivale a la entrega de 1 MWh en carga base, en cada una de las 24 horas de los días correspondientes al periodo de entrega. Los gráficos recogen, simultáneamente, las transacciones relativas a dichos contratos en el mercado del OMIP (en verde) y a sus contratos equivalentes en el mercado no organizado o mercado OTC (en amarillo). Los precios OTC se obtienen como medias ponderadas de los datos aportados por las agencias mediadoras.

Gráfico 4. Evolución del precio de referencia del contrato FTB Q1-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC (euros/MWh)



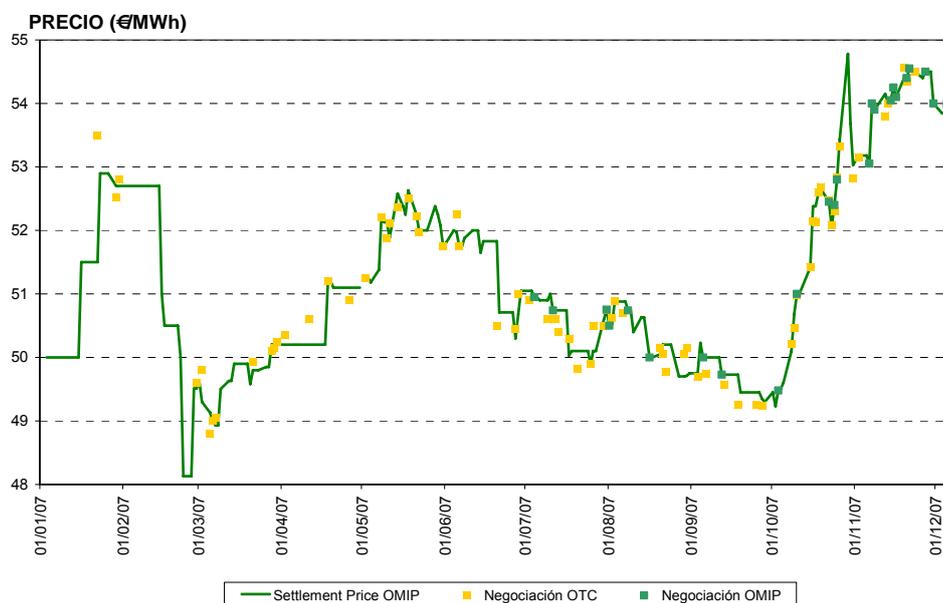
Fuente: OMIP, Agencias mediadoras

Gráfico 5. Evolución del precio de referencia del contrato FTB Q2-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC (euros/MWh)



Fuente: OMIP, Agencias mediadoras

Gráfico 6. Evolución del precio de referencia del contrato FTB YR-08 en OMIP y transacciones de este contrato en OMIP y en el mercado OTC (euros/MWh)



Fuente: OMIP, Agencias mediadoras

El Cuadro 9 muestra una comparativa de la cotización de los contratos de futuros con subyacente eléctrico en los principales mercados internacionales a fecha de 23 de noviembre de 2007.

Cuadro 9. Cotizaciones de contratos de futuros de electricidad (carga base) en mercados internacionales.

Contrato(*)	EEX Phelix (€/MWh)	Powernext (€/MWh)	Nordpool (€/MWh)	OMIP (€/MWh)	(OMIP)-(OTC) (€/MWh)	(OMIP)-(Powernext) (€/MWh)	(OMIP)-(EEX Phelix) (€/MWh)	(OMIP)-(Nordpool) (€/MWh)
FTB M Dic-07	60,36	78,53	51,43	52,40	-0,14	-26,13	-7,96	0,97
FTB M Ene-08	73,92	90,00	56,68	61,70	-0,42	-28,30	-12,22	5,02
FTB M Feb-08	73,30	88,00	58,00	61,13	-0,37	-26,87	-12,17	3,13
FTB Q1-08	69,55	84,01	55,95	59,62	0,29	-24,39	-9,93	3,67
FTB Q2-08	54,70	51,72	50,85	51,35	-0,35	-0,37	-3,35	0,50
FTB YR-08	61,25	65,24	53,26	54,50	0,00	-10,74	-6,75	1,24
	EEX Phelix (€/MWh)	Powernext (€/MWh)	Nordpool (€/MWh)	OMIE(**) (€/MWh)	(OMIE)-(OTC) (€/MWh)	(OMIE)-(Powernext) (€/MWh)	(OMIE)-(EEX Phelix) (€/MWh)	(OMIE)-(Nordpool) (€/MWh)
PRECIO SPOT (**)	99,16	103,48	48,09	52,03	-	-51,46	-47,14	3,93

(*) Datos de negociación a fecha 23/11/2007

(**) Promedio precio spot horario del periodo 19/11/07-23/11/07

Fuentes: EEX, PowerNext, NordPool, OMIP, entidades negociadoras en el mercado OTC.

Subastas de energía a plazo: subasta CESUR y subastas de Emisiones Primarias de Energía

El Cuadro 10 resume los principales resultados de las tres subastas de distribuidores de energía eléctrica (subastas CESUR) celebradas hasta la fecha. Dichas subastas se celebraron concretamente, el 19 de junio, el 19 de septiembre y el 18 de diciembre de 2007.

El producto subastado en estas subastas fue un producto base trimestral. Por tanto, los precios de equilibrio en la primera y segunda subasta están referidos a entrega de energía durante el tercer y cuarto trimestre de 2007 respectivamente, mientras que el precio de la última se refiere a entrega de energía en el primer trimestre de 2008.

Es esta última subasta, celebrada el 18 de diciembre de 2007, muy importante por tratarse de una subasta con producto para el próximo año, ya que proporciona una señal del precio a introducir en los precios regulados de venta. No obstante, se considera importante señalar que los precios registrados en el mercado para el primer y cuarto trimestre suelen ser los más elevados del año.

Cuadro 10. Resumen de los principales resultados de las subastas de distribuidores (CESUR)

	3 ^a subasta	2 ^a subasta	1 ^a subasta
Nº de participantes	24	26	25
Nº de ganadores	23	18	21
Nº de rondas	14	15	25
Demanda Agregada (MW)	6.500	6.500	6.500
Precio de salida (€/MWh)	85	60	70
Precio final (€/MWh)	64,65	38,45	46,27
Producto subastado	Q1-08	Q4-07	Q3-07

Fuente: Elaboración propia a partir del comunicado del Administrador de la subasta

El Cuadro 11 resume los principales resultados de las dos subastas de Emisiones Primarias de Energía (subastas EPE) celebradas hasta la fecha. Dichas subastas se

celebraron concretamente, el 13 de junio, el 19 de septiembre y el 11 de diciembre de 2007.

Cuadro 11. Resumen de los principales resultados de las subastas de emisiones primarias de energía

Producto Base	1ª Subasta EPE			2ª Subasta EPE			3ª Subasta EPE		
	Trimestral	Semestral	Anual	Trimestral	Semestral	Anual	Trimestral	Semestral	Anual
Prima opción (€/MWh)	27,17	27,33	29,89	16,08	21,88	24,08	17,63	13,77	12,96
Precio ejercicio (€/MWh)	17	17	17	22	22	22	38	38	38
Coste total Energía (€/MWh) (precio ejercicio + prima)	44,17	44,33	46,89	38,08	43,88	46,08	55,63	51,77	50,96

Fuente: Elaboración propia a partir del comunicado del Organizador de la subasta

Producto Punta	1ª Subasta EPE			2ª Subasta EPE			3ª Subasta EPE		
	Trimestral	Semestral	Anual	Trimestral	Semestral	Anual	Trimestral	Semestral	Anual
Prima opción (€/MWh)	6,77	6,21	8,50	3,03	8,13	10,75	6,40	5,15	4,88
Precio ejercicio (€/MWh)	52	52	52	51	51	51	65	65	65
Coste total Energía (€/MWh) (precio ejercicio + prima)	58,77	58,21	60,50	54,03	59,13	61,75	71,40	70,15	69,88

Fuente: Elaboración propia a partir del comunicado del Organizador de la subasta

Evolución del precio de las materias primas y del CO₂

El análisis de la evolución de los precios de las principales materias primas (gas natural, petróleo y carbón) y del CO₂ apuntan a un aumento del coste de generación para 2008.

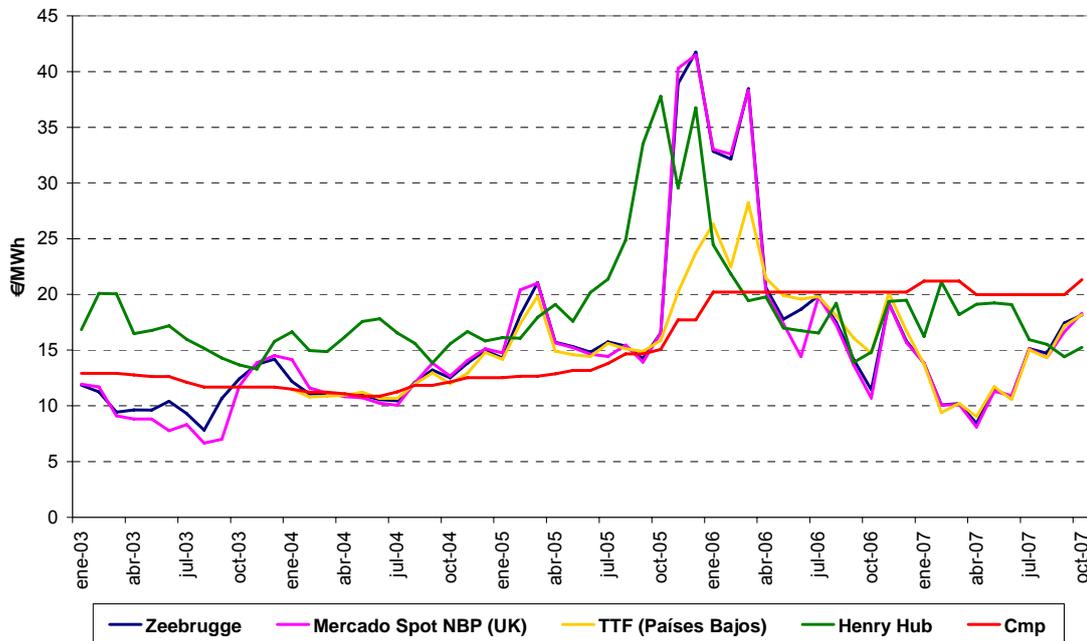
Cabe señalar que el coste de la tecnología marginal en cada periodo es fundamental para intentar extrapolar el coste del año 2008. En este sentido, con la situación de precios actual, el coste del gas es fundamental para fijar el precio de la electricidad del mercado español por su creciente influencia en la determinación de los precios en el mercado eléctrico. Asimismo, es importante destacar que el precio del gas tiene una alta correlación con el precio del petróleo y con la cotización de los mercados internacionales de gas.

El Gráfico 7 muestra la evolución de los precios del gas natural en los mercados internacionales (Zeebrugge, NBP, TTF y Henry-Hub) entre enero de 2003 y octubre de 2007.

La evolución de los precios del gas natural durante el año 2007 ha diferido entre mercados. Los precios del Henry-Hub se han mantenido constantes durante el primer semestre de 2007, en la banda de los 19-21 euros/MWh, para caer a partir de julio de 2007, hasta los 15 euros/MWh. La evolución de los precios en los mercados europeos ha sido la contraria, registrando una fuerte caída durante el primer trimestre de 2007 para después iniciar una carrera alcista que le ha llevado a alcanzar precios superiores a los registrados en el Henry-Hub.

Se observa que el nivel de precio de referencia spot del gas en los mercados europeos y el estadounidense ha aumentado durante el mes de octubre con respecto a los niveles del mes anterior. En concreto, se observan precios medios mensuales de 18,13 euros/MWh en Zeebrugge (Bélgica), de 18,33 euros/MWh en NBP (Reino Unido), de 18,18 euros/MWh en TTF (Países Bajos) y de 15,25 euros/MWh en Henry-Hub (Estados Unidos), suponiendo aumentos medios comprendidos entre el 4 y el 10% en los mercados europeos y una subida del 6% en el mercado americano, en relación a los precios medios registrados en el mes de septiembre. Como se aprecia en el Gráfico 7, el precio spot de gas en los mercados europeos y norteamericano ha resultado inferior al Coste de la Materia Prima (CMP) que se tiene en cuenta en la tarifas de venta de gas natural en España.

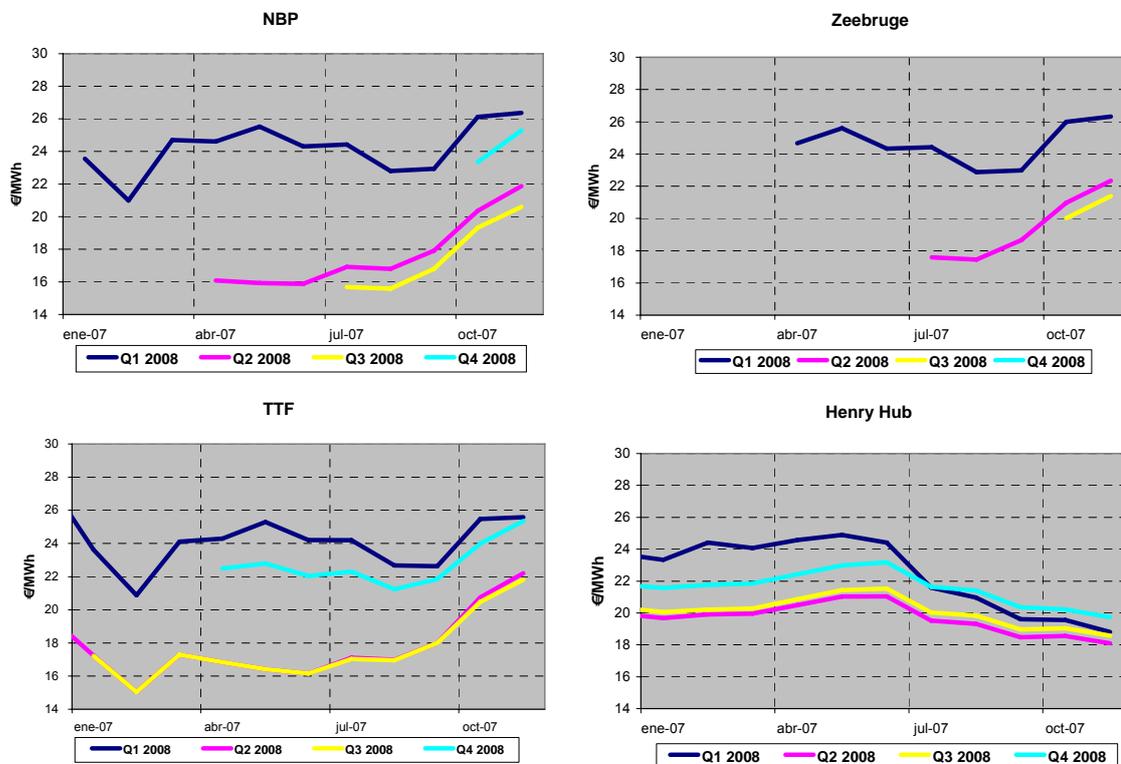
Gráfico 7. Precios spot del gas (euros/MWh). Enero 2003 – Octubre 2007



Fuente: Platts, World Gas Intelligence, Órdenes ECO/ITC

En el Gráfico 8 se muestra la evolución de la cotización de los contratos a plazo trimestrales -correspondientes al ejercicio 2008- sobre gas natural en cuatro de los principales mercados internacionales; NBP, Zeebrugge, TTF y NYMEX. Se observa un patrón claramente ascendente en los tres mercados europeos, que contrasta con la tendencia decreciente del mercado norteamericano seleccionado.

Gráfico 8. Contratos a plazo de gas natural en los mercados internacionales (euros/MWh)



Fuente: Platts

En la fecha de realización del presente informe, y con valores a 5 de diciembre, el Cuadro 12 incluye las cotizaciones de los contratos de futuros trimestrales de gas natural con vencimiento más cercano en los cuatro mercados objeto de comparación. De forma destacada, el nivel de las cotizaciones registradas en el mercado norteamericano (NYMEX) es notablemente inferior al de los tres mercados europeos de referencia.

Cuadro 12. Cotizaciones* de futuros de gas natural con vencimiento en 2008 (euros/MWh)

Contrato	ICE NBP (€/MWh)	NYMEX Henry-Hub (€/MWh)	Forward Zeebrugge (€/MWh)	Forward TTF (€/MWh)
Q1-08	26,37	18,81	26,31	25,58
Q2-08	21,87	18,10	22,34	22,21
Q3-08	20,60	18,58	21,39	21,82
Q4-08	25,28	19,74	-	25,35

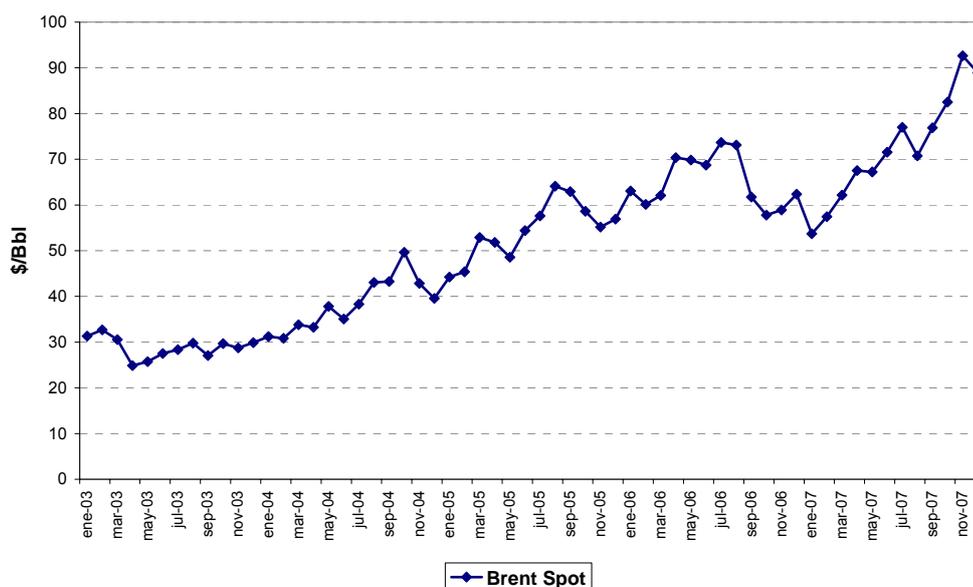
* Fecha cotizaciones: 5 diciembre 2007

Fuente: ICE, NYMEX, estimaciones Forward Platts (Zeebrugge y TTF)

En consecuencia, las previsiones basadas en los mercados de futuros para el ejercicio venidero apuntan hacia un incremento sustancial que situaría el mercado spot del gas natural por encima de los 20 euros/MWh.

El barril de crudo de referencia en Europa (Brent) ha proseguido en el mercado spot con la subida de precios iniciada a comienzos de 2007 (véase Gráfico 9). Coyunturalmente, el sustancial crecimiento del mercado por el lado de la demanda, unido a un crecimiento insuficiente de la oferta, explica esta senda y alimentan las expectativas de continuidad en la escalada de precios en el corto plazo.

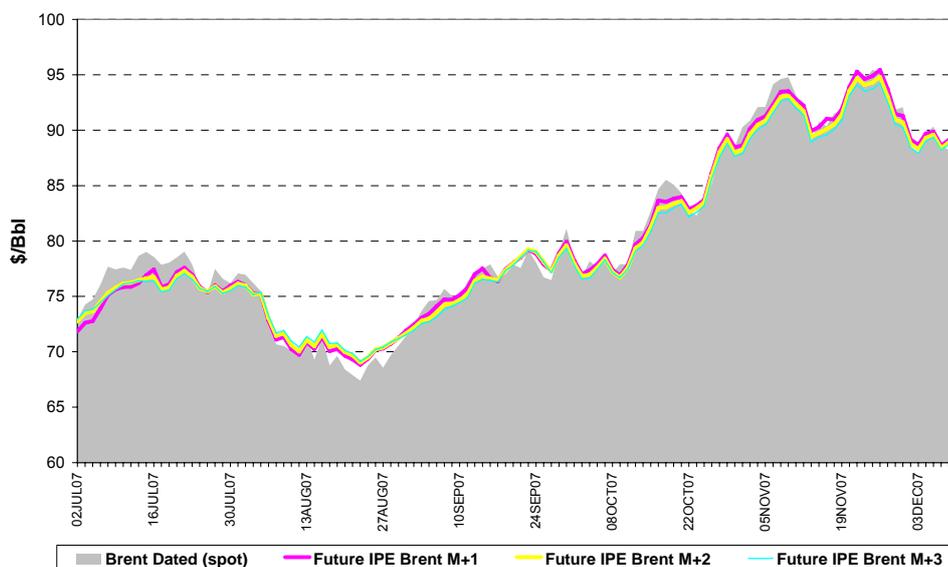
Gráfico 9. Precios spot del Brent en el periodo 2003-2007 (\$/Bbl)



Fuente: Platts

En el Gráfico 10 se muestra la evolución del precio de contado Brent en los meses de julio y diciembre de 2007 frente a la evolución de la cotización del Brent con entrega en el siguiente mes, a los dos meses y a los tres meses. En el último día de cotización disponible (10/12/2007) el futuro a un mes cotizaba a 88,68 \$/Bbl, el futuro a dos meses a 88,53 \$/Bbl y a tres meses a 88,41 \$/Bbl.

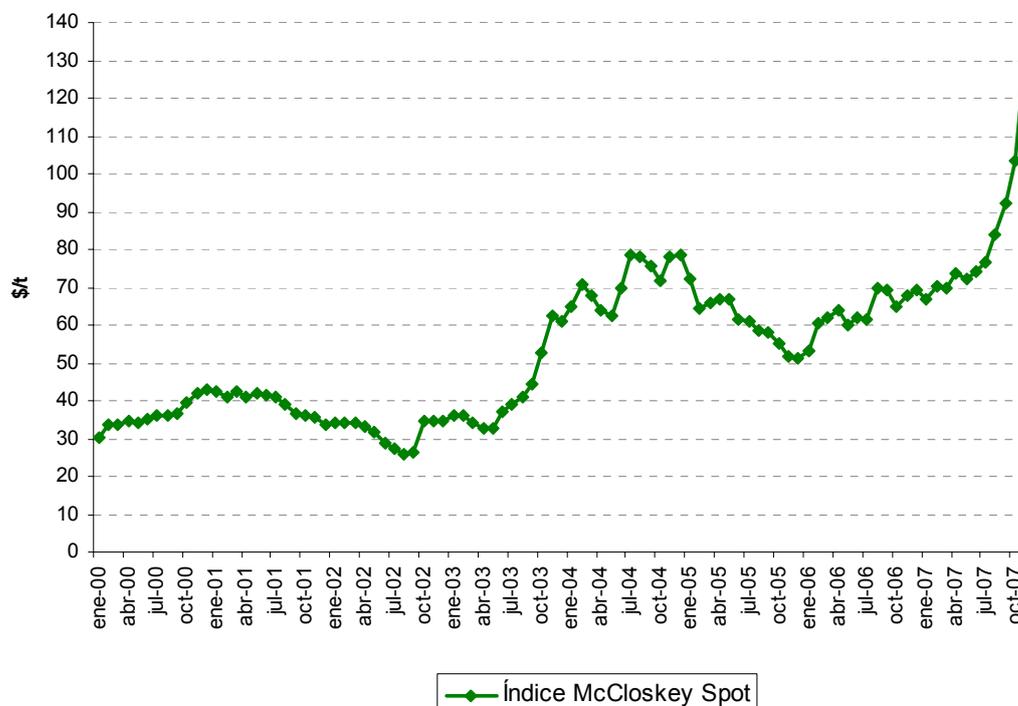
Gráfico 10. Evolución del precio del contado Brent vs. evolución de la cotización del Brent con entrega a uno, dos y tres meses (2 de julio a 10 de diciembre de 2007)



Fuente: IPE, Paws.

Cabe destacar que el carbón también está atravesando por una etapa de crecimiento inusitado de precios (véase Gráfico 11). De acuerdo con el índice McCloskey spot la tonelada de carbón se aproxima, a fecha de noviembre de 2007, a los 130 dólares USA. Al igual que en otros mercados de materias primas, la creciente contribución de las economías emergentes a la demanda mundial está detrás de este fenómeno. Análogamente al caso del petróleo, tampoco se advierte una moderación de las cotizaciones en el corto plazo.

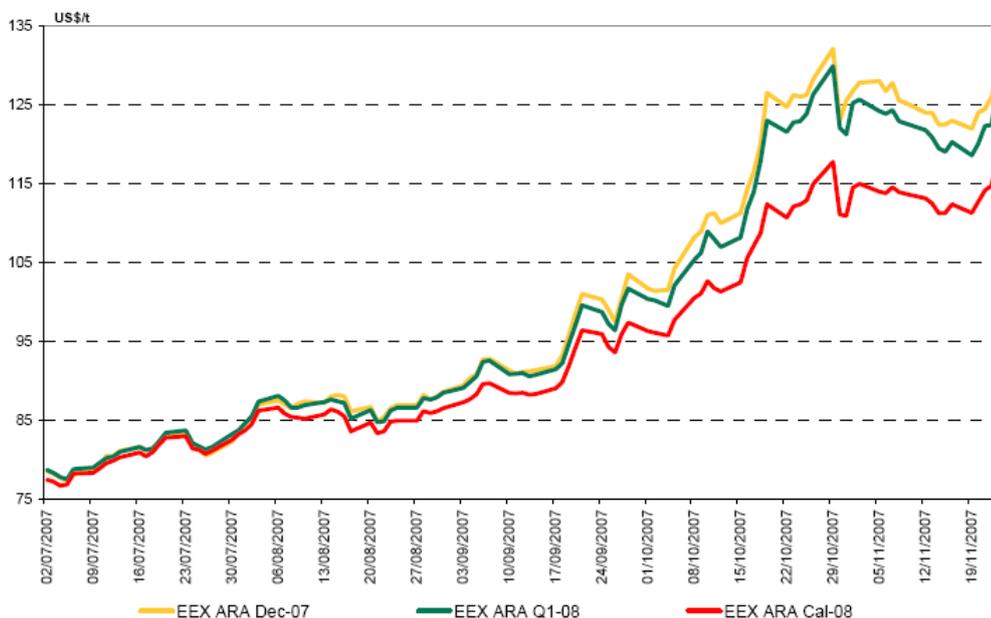
Gráfico 11. Índice McCloskey Spot en el periodo 2000-2007 (\$/t)



Fuente: Federación Nacional de Empresarios de Minas de Carbón (CARBUNION).

En el Gráfico 12 se muestra la evolución de las cotizaciones en el mercado EEX de los futuros sobre el carbón para los contratos Dec-07, Q1-08 y Yr-08 (Cal-08). Se aprecia un importante encarecimiento de esta materia prima, que ha pasado de un precio de 90 \$/t a mediados de septiembre de 2007 a 120 \$/t a finales de noviembre. En líneas generales, los contratos a plazo se sitúan en niveles muy parecidos al precio spot.

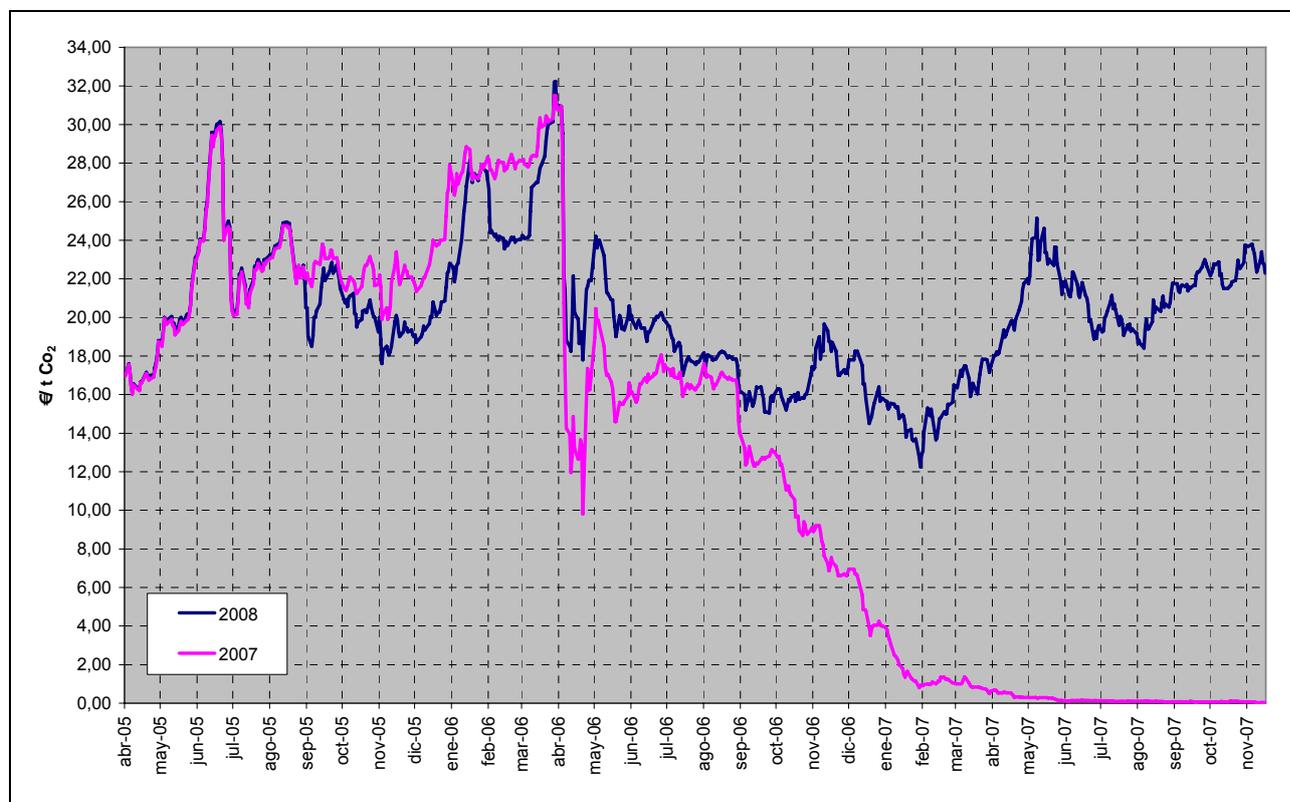
Gráfico 12. Cotización de los contratos a plazo del carbón (\$/t)



Fuente: EEX

En relación con la evolución de los derechos de CO₂, la coyuntura ha cambiado de forma importante para el año 2008 respecto a lo que ha sido el 2007. Cabe señalar que en 2007 se cierra el primer periodo de aplicación del protocolo de Kyoto y debido a la asignación realizada, ha existido un exceso de oferta de derechos de emisión en 2007, que ha tenido como consecuencia el hundimiento del precio. Sin embargo, en 2008 comienza el nuevo periodo 2008-2012 que está anticipando un precio en valores en torno a los 22 €/t CO₂ (véase Gráfico 13).

Gráfico 13. Evolución del precio de la tonelada de Co2 en el mercado de futuros organizado por ECX



Fuente: ECX

Lo anterior es un factor importante para el coste de generación, pues para dos de las tecnologías más importantes para la formación del precio en el mercado español, el ciclo combinado de gas natural y las centrales de carbón, debe tenerse en cuenta el coste de sus emisiones para calcular su coste de producción. Teniendo en cuenta los factores de emisión de ambas tecnologías, con un derecho de CO₂ a 22 €/Tm, este factor supondría alrededor de 8 €/MWh de coste adicional en una central de ciclo combinado y 20 Euros/MWh en una central de carbón convencional.

Resumen

Como resumen se incluye el Cuadro 13 con las cotizaciones de los principales contratos comentados en el presente informe, a fecha de 23 de noviembre de 2007. También se calculan los valores medios para el año 2005, 2006 y 2007.

Cuadro 13. Cotizaciones* a plazo y spot de los principales indicadores energéticos

		OMIE (€/MWh)	Gas NBP (€/MWh)	Gas HH (€/MWh)	Brent dated (\$/Bbl)	McCloskey Spot (\$/t)	CO ₂ (€/t)		
Spot	2005	55,73	20,32	24,24	54,38	61,07	21,11		
	2006	55,75	21,02	18,55	65,14	63,67	17,32		
	2007 (*)	38,47	13,07	17,45	68,66	82,89	0,65		
		OMIP (€/MWh)	OTC (€/MWh)	Gas NBP (€/MWh)	Gas HH (€/MWh)	Brent (\$/Bbl)	Coal EEX (\$/t)	CO ₂ (€/t)	
Futuros	2007	FTB M Dec-07	52,40	52,54	23,89	17,722	95,65	129,25	0,08
		FTB Q1-08	59,62	59,33	25,44	18,386	-	127,67	-
		FTB Q2-08	51,35	51,70	21,96	17,779	-	-	-
	2008	FTB Yr-08	54,40	54,50	-	18,471	-	118,61	23,69

Fuente: OMIP, OMIE, Agencias intermediadoras, Platts, Carbuunion

Los valores de las materias primas para el año 2008 parecen estar más en línea con los que se produjeron en el año 2005 y 2006 que con los del año 2007. Esto sin duda, debería influir en el precio final del mercado eléctrico, lo que parece confirmarse en las cotizaciones de los mercados a plazo.

El coste de la energía en régimen ordinario, de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden asciende a 53,67 €/MWh, superior en 1,3% respecto del coste de energía implícito en el Real Decreto 1634/2006, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de RD 2007.

Teniendo en cuenta la evolución observada en los mercados de contado y plazo de la electricidad y los precios de las materias primas, y dado que el coste de generación implícito en las tarifas podría revisarse trimestralmente, esta Comisión considera que el precio de la energía implícito en el escándalo de costes de la propuesta de Orden (53,67 €/MWh) refleja una estimación razonable del coste de la energía a los efectos de la propuesta analizada, con la información disponible.

No obstante, a lo largo de este documento se tiene en cuenta el RD Ley 11/2007, de 7 de diciembre, que permitirá minorar el efecto de los derechos de CO₂ sobre el precio de la generación y que por tanto supondrá unos menores costes al sistema. Se supone que esto no va a afectar al precio de generación de los mercados mayoristas por lo que no se

trata en este apartado. Este menor coste se tendrá en consideración cuando se analice el déficit para el 2008.

3.3.1.2 Coste de los servicios complementarios

El coste de los servicios complementarios según la información que acompaña a la propuesta de Orden asciende a 544 Millones de euros, cifra que supera en 267 Millones a la prevista en el año 2007, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de RD para 2007. Este incremento se debe fundamentalmente al aumento del 88% del precio medio considerado en 2008 respecto al correspondiente a 2007.

Esta Comisión considera adecuada la actualización de dicho precio medio, teniendo en cuenta la evolución registrada por los precios de los servicios complementarios en los últimos años.

3.3.1.3 Coste de los pagos por capacidad

La ORDEN ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 desarrolló en su Anexo III, el concepto de Pagos por Capacidad, en el que se incluyen ahora dos tipos de servicios claramente diferenciados:

- *Servicio a medio plazo*, o servicio de disponibilidad, que irá destinado a contratar disponibilidad de potencia en un horizonte temporal igual o inferior al año con aquellas tecnologías que, con mayor probabilidad, pudieran estar indisponibles en los periodos de demanda punta.
- *Servicio a largo plazo*, o incentivo a la inversión, que irá destinado exclusivamente a promover la construcción de nuevas instalaciones de generación a través de pagos que facilitarán a sus promotores la recuperación de los costes de inversión.

El servicio de disponibilidad será desarrollado mediante orden ministerial, previa propuesta conjunta de REN y REE antes del 31 de diciembre de 2007. En tanto se

aprueba este desarrollo, la Orden ITC/2794/2007 prevé la posibilidad de establecer un mecanismo transitorio para este servicio. La propuesta de Orden establece una dotación al Operador del Sistema de un máximo de 80M€ para la provisión del servicio transitorio de disponibilidad el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008.

Por su parte, la Orden ITC/2794/2007 prevé la formalización de este servicio mediante la contratación bilateral entre el Operador del Sistema y el titular de la instalación de generación y está pendiente de aprobación por parte del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En cuanto al servicio a largo plazo, o incentivo a la inversión, la orden ITC/2794/2007 estableció un pago proporcional al índice de cobertura del sistema, así como el reconocimiento de un cobro de 20€/kW/año para las centrales de régimen ordinario durante sus primeros 10 años de operación.

Adicionalmente, se preveía la posibilidad de que el Ministro autorizara un cobro por el concepto de incentivo a la inversión, para aquellas instalaciones de régimen ordinario de más de 50MW que acometan inversiones significativas, ampliaciones u otras modificaciones relevantes, aun cuando hubieran transcurrido más de 10 años desde su puesta en marcha original.

La propuesta de Orden incluye en este caso a las inversiones ambientales en plantas de desulfuración acometidas por algunas centrales del parque de carbón.

En la documentación anexa a la propuesta de Orden se estima que la recaudación en 2008 por el concepto de pagos por capacidad, en tanto se desarrolla un nuevo mecanismo de financiación, ascenderá a unos 1.400M€.

Concepto	Importe anual 2008 (M€)
Disponibilidad (2 x transitorio)	200
Incentivo a la inversión	411
Incentivo inversiones medioambientales	5
TOTAL COSTES	616
Ingresos	1400
SALDO	+784

Existirá un saldo positivo de 784M€, que tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Se ha de señalar que se ha detectado una errata en el cuadro anterior, ya que de acuerdo a la documentación anexa referida a las inversiones medioambientales el coste en 2008 es de 25 M€, y no de 5 M€. Asimismo, la dotación por disponibilidad para el primer semestre es de 80 M€, por lo que correspondería 160 M€ a todo el año, y no 200 M€.

Determinados miembros del Consejo Consultivo han opinado que las dotaciones presupuestadas en 2008 en concepto de pagos por capacidad resultan insuficientes.

Sin perjuicio de todo lo anterior, y conociendo el mandato que se establece en la propuesta de Orden para que la CNE antes del 1 de abril de 2008 realice una propuesta sobre los mecanismos de financiación de los pagos por capacidad, este Organismo considera de máxima relevancia esta regulación, al ser un asunto que podría afectar seriamente a la garantía de suministro a corto y a largo plazo, por lo que se debería dotar a los mismos de un importe suficiente y predecible en el tiempo, que resulte de una regulación objetiva, transparente y no discriminatoria.

3.3.1.4 Coste de los servicios de gestión de la demanda de los consumidores

El Real Decreto 1634/2006 establece en la Disposición transitoria sexta que los consumidores que adquieran su energía en el mercado de producción podrán proporcionar servicios de gestión de la demanda al sistema y, en concreto, establece servicios de interrumpibilidad y servicios de gestión de energía reactiva.

Asimismo, establece que los costes de estos servicios de gestión de la demanda tendrán la consideración de costes liquidables a los efectos previstos en el Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre y que será el Operador del Sistema el gestor de estos servicios, para lo que deberá suscribir contratos con cada uno de los clientes que oferten estos servicios en el mercado de producción.

El pasado 3 de agosto se publicó la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, se han incluido 380 Millones de euros en concepto de servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado.

Esta Comisión ha estimado el coste de los servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado a partir de la información individualizada de clientes. En concreto, se ha estimado el coste a imputar en el ejercicio 2008 por servicios de interrumpibilidad de los clientes en el mercado con las siguientes hipótesis.

- 1º Se considera que los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y a la Tarifa Horaria de Potencia (THP) serán autorizados por la DGPEM a acceder al servicio de interrumpibilidad a partir de 1 de julio de 2008 (fecha de supresión del complemento de interrumpibilidad, de acuerdo con la Disposición transitoria primera del Real Decreto 1634/2006).
- 2º Se ha supuesto que los clientes actualmente acogidos al servicio de interrumpibilidad mantienen las potencias residuales máximas (P_{maxi}) actualmente contratadas en el servicio de interrumpibilidad en tarifa integral. En particular, teniendo en cuenta que la interrumpibilidad tipo 3 establecida en la Orden ITC/2370/2007 coincide con la interrumpibilidad tipo C establecida en la Orden del 12 de enero de 1995 y que ésta última suele ser la misma para todos los tipos de interrumpibilidad, se ha supuesto la

interrumpibilidad tipo C para todos los tipos de interrumpibilidad contemplados en la Orden ITC/2370/2007.

- 3º Se ha analizado qué suministros además de los que ya prestan los servicios en la actualidad podrían acogerse a los requisitos que establece la propuesta de Orden, para ello se ha analizado la información individualizada de clientes disponible en la base de datos liquidaciones (SINCRO), se ha elevado el consumo a 2008 con las tasas de variación por tarifas previstas para el escenario de consumos 2008 y se ha supuesto la potencia máxima demandable durante una interrupción igual a 0.
- 4º Para todos los clientes analizados se ha verificado que la potencia interrumpible ofertada sea igual o superior a 5 MW, que el consumo del periodo 6 supere el 55% del consumo total y que ninguno de los clientes desarrollen una actividad que incluya servicios básicos u otras actividades en que la aplicación del servicio de interrumpibilidad pueda provocar riesgos para la seguridad de las personas o los bienes.
- 5º Se ha supuesto que todos los clientes prestan la modalidad b del servicio, esto es, que se acogen a todas las modalidades establecidas en la citada Orden.
- 6º Se ha calculado la retribución del servicio de interrumpibilidad considerando el escenario de coste de la energía de la propuesta de Orden (59,15 €/MWh)

En el Cuadro 14 se resume, en términos anuales, el coste del servicio de interrumpibilidad previsto para el año 2008 resultante de considerar las hipótesis anteriores y el coste por este concepto a imputar en la tarifa eléctrica de dicho año. Cabe señalar que se ha considerado que los suministros actualmente interrumpibles comienzan a prestar el citado servicio el 1 de julio de 2008, mientras que el resto de suministros comienzan a prestarlo el 1 de noviembre de 2007.

Se estima que 158 suministros podrían prestar el servicio de interrumpibilidad en el mercado en el año 2008 con un coste que oscilaría entre los 355 y los 380 Millones de euros dependiendo del escenario de coste de generación considerado.

Cuadro 14: Coste del servicio de interrumpibilidad. Año 2008

Tarifa	Nº Suministros		Energía		Coste Interrumpibilidad (€)	Precio Medio (€/MWh)
	Número	%	MWh	%		
THP	38	46%	8.709.495	77%	153.326.204	17,60
INT	70	56%	16.230.638	85%	323.116.134	19,91
RESTO	50	13%	6.873.128	43%	136.122.441	19,81
TOTAL	158		31.813.261		612.564.779	19,26

COSTE DE INTERRUMPIBILIDAD 2008	374.343.610
--	--------------------

Fuente: CNE

Cabe señalar que la prevista por el MITYC (380 Millones de euros) es ligeramente superior a la estimada por esta Comisión.

3.3.1.5 El coste de generación en Régimen Especial

El coste de generación de régimen especial incluido en la propuesta de Orden asciende a 6.169 Millones de euros, lo que supera en 891 Millones de euros al coste considerado en 2007. El coste de generación en Régimen Especial incluido en la propuesta de Orden está en línea con el estimado por esta Comisión (véase epígrafe 5.6.1).

3.3.1.6 El coste de generación del régimen ordinario de los sistemas extrapeninsulares e insulares

El coste de generación de los sistemas extrapeninsulares e insulares en régimen ordinario, que según la información que acompaña a la propuesta de Orden asciende a 1.209.643 miles de euros, cifra similar a la considerado en 2007 (véase epígrafe 5.5.1).

3.3.2 Costes de transporte, distribución y gestión comercial

Según la información que acompaña a la propuesta de Orden de tarifa eléctrica para 2008 los costes de transporte, distribución y gestión comercial ascienden a 6.208 Millones de euros, lo que supone un aumento del 9% respecto a 2007.

Por partidas de coste, y respecto a 2007, la retribución del transporte aumenta el 11,5%, la retribución a la distribución el 8,9%, y la retribución a la gestión comercial el 2%. Dichas partidas son analizadas en los epígrafes 5.1, 5.2 y 5.3 del presente informe.

Cuadro 15. Costes de transporte, distribución y gestión comercial. Años 2007 y 2008

	2007	2008	Diferencias	
Concepto de coste (Miles €)	RD 1634/2006 (A)	Propuesta OM (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Transporte	1.089.773	1.215.594	125.821	11,5%
Empresas Peninsulares	993.166	1.097.109	103.943	10,5%
REE	928.469	1.021.805	93.336	10,1%
Resto peninsulares	64.697	75.304	10.607	16,4%
Extrapeñinsulares	96.607	118.485	21.878	22,6%
Distribución	4.299.765	4.680.473	380.708	8,9%
Retribución a la Distribución	3.571.093	3.755.393	184.300	5,2%
Coste Distribución Extrapeñinsular	283.382	298.007	14.625	5,2%
Margen Distribuidores D.T 11ª	178.530	261.173	82.643	46,3%
Eficiencia energética	176.760	275.900	99.140	56,1%
Calidad del servicio	90.000	90.000	0	0,0%
			0	
Comercialización	306.019	312.139	6.120	2,0%
Gestión Comercial	286.598	292.330	5.732	2,0%
Gestión Comercial Extrapeñinsular	19.421	19.809	388	2,0%

Fuentes: Real Decreto 1634/2006 y propuesta OM para 2008

3.3.3 Costes permanentes y costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Según información de la propuesta de Orden 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 extrapeñinsular, ascienden a 160.411

miles de €, un 52% superior al coste implícito en el Real Decreto 871/2007 (véanse epígrafes 5.5 y 5.6.3).

3.3.4 Déficit de actividades reguladas

Según la propuesta de Orden las anualidades resultantes para la recuperación de los déficit en las liquidaciones de actividades reguladas ascienden a 1.447.123 miles de euros, cifra que supera en 603.469 miles de euros al coste implícito en el Real Decreto 1634/2006, debido fundamentalmente a la incorporación en el escandallo de costes previsto para 2008 de las anualidades resultantes para la recuperación del déficit en la de actividades reguladas correspondiente a 2007 y el déficit reconocido ex ante para 2008 (véase epígrafe 5.7).

Cuadro 16. Déficit de ingresos. Años 2007 y 2008

	2007	2008	Diferencias	
Concepto de coste (Miles €)	RD 1634/2006 (A)	Propuesta OM (B)	(B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Déficit peninsular	736.478	1.349.786	613.308	83,3%
Déficit de ingresos anterior 2000-2002	219.601	220.760	1.159	0,5%
Déficit de ingresos año 2005	343.755	379.461	35.706	10,4%
Déficit de ingresos año 2006	173.122	208.930	35.808	20,7%
Déficit de ingresos año 2007		94.077	94.077	
Déficit de ingresos año 2008		446.558	446.558	
Déficit extrapeninsular	92.508	97.337	4.829	5,2%
Déficit extrapeninsular 2001 - 2002	11.855			
Déficit extrapeninsular 2003 - 2005	80.653			
Total déficit actividades reguladas	828.986	1.447.123	618.137	74,6%

Fuentes: Real Decreto 1634/2006 y propuesta OM para 2008

4 PRECIOS REGULADOS DE LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Entorno internacional

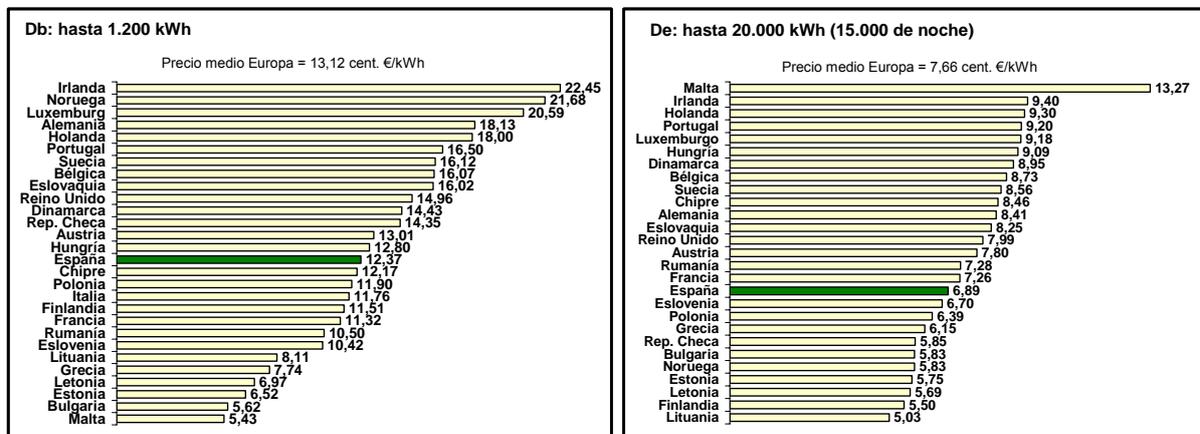
En el presente epígrafe, se incluye información de las estadísticas de Eurostat, de acuerdo con la Directiva 90/377/CE, sobre precios de la electricidad de consumidores tipo domésticos e industriales del entorno europeo⁴, por ser la fuente oficial de estadísticas de la UE.

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.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-27 y Noruega) para los consumidores tipo domésticos seleccionados, correspondientes al segundo semestre de 2007.

⁴ 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.

Gráfico 14. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-domésticos (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. Segundo semestre de 2007



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de septiembre de 2007).

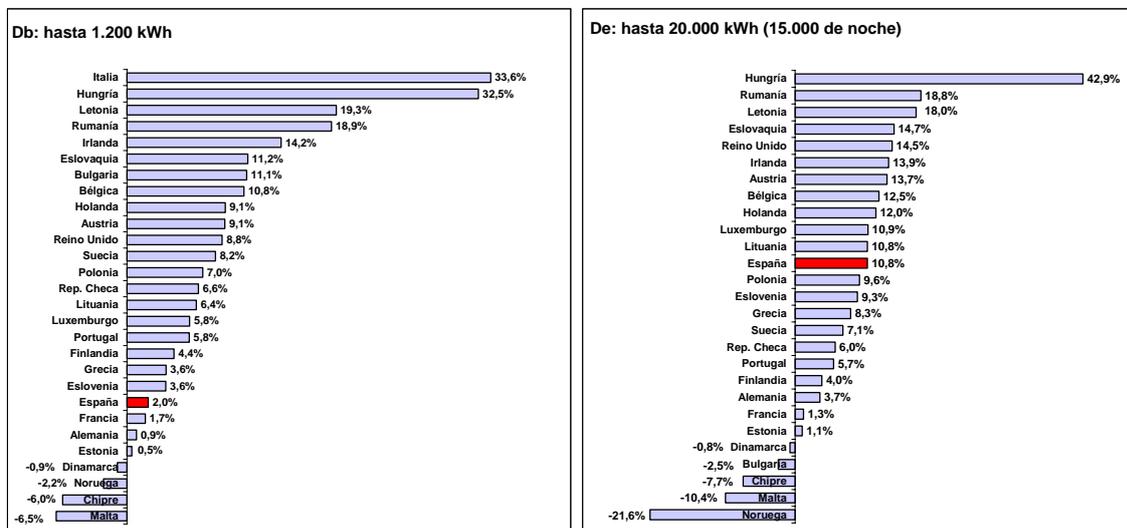
Nota: Para Alemania, Holanda, Luxemburgo y Suecia se ha empleado el dato correspondiente al primer semestre de 2007 por tratarse del último dato disponible.

Según las estadísticas de precios de Eurostat, en 2007 España ha ocupado un lugar intermedio (el decimocuarto puesto de precios más bajos para consumidores domésticos), dentro del grupo configurado por la Unión Europea-27 y Noruega, para el consumidor “Db” de bajo consumo, y un decimoprimer 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 5,7% y en un 10,0%, 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-27 más Noruega en el segundo semestre de 2007 respecto al segundo semestre de 2006, para los dos consumidores tipo domésticos seleccionados.

Gráfico 15. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2007 respecto 2006



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de diciembre de 2007).

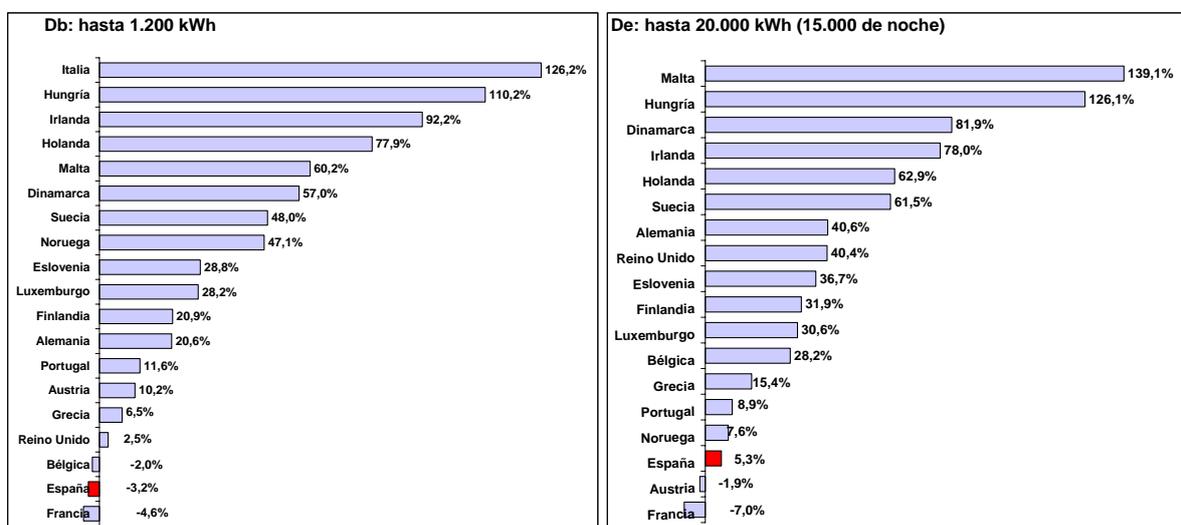
Se observan aumentos anuales generalizados, en términos nominales, esto es, sin descontar el efecto de la inflación, en las facturas medias de los consumidores tipo “Db” y “De”, en la mayor parte de países del entorno europeo. En el presente ejercicio se configuran como excepciones; Dinamarca, Noruega, Chipre y Malta -que redujeron los precios para ambos consumidores tipo domésticos- así como Bulgaria -en el caso del consumidor tipo “De”-.

En España el precio de la electricidad aumentó, en términos nominales, un 2,0% y un 10,8% durante 2007 para los consumidores domésticos tipo “Db” y “De”, respectivamente.

En el Gráfico 16 se recogen las variaciones acumuladas, en términos nominales, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo publicados por Eurostat entre el segundo semestre de 2007 respecto al primer semestre de 1997⁵.

⁵ Se ha elegido esta fecha como referencia por ser el año 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 16. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- domésticos. Se excluyen impuestos. Año 2007 respecto 1997



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de diciembre de 2007).

Precios considerados para 1997: Madrid en España, Lisboa en Portugal, París en Francia, Atenas en Grecia, Londres en Reino Unido, Dublín en Irlanda, Alta Austria, Tirol y Viena en Austria, Zona Oeste en Alemania, Zona Norte en Holanda.

Nota: El precio de la electricidad en España en 2007 incluye el 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, España presenta la segunda mayor disminución de precios para el consumidor tipo “Db” y la tercera menor variación para el consumidor tipo “De”). Desde 1997, únicamente Francia ha registrado disminuciones acumuladas de los precios de la electricidad para ambos consumidores tipo domésticos.

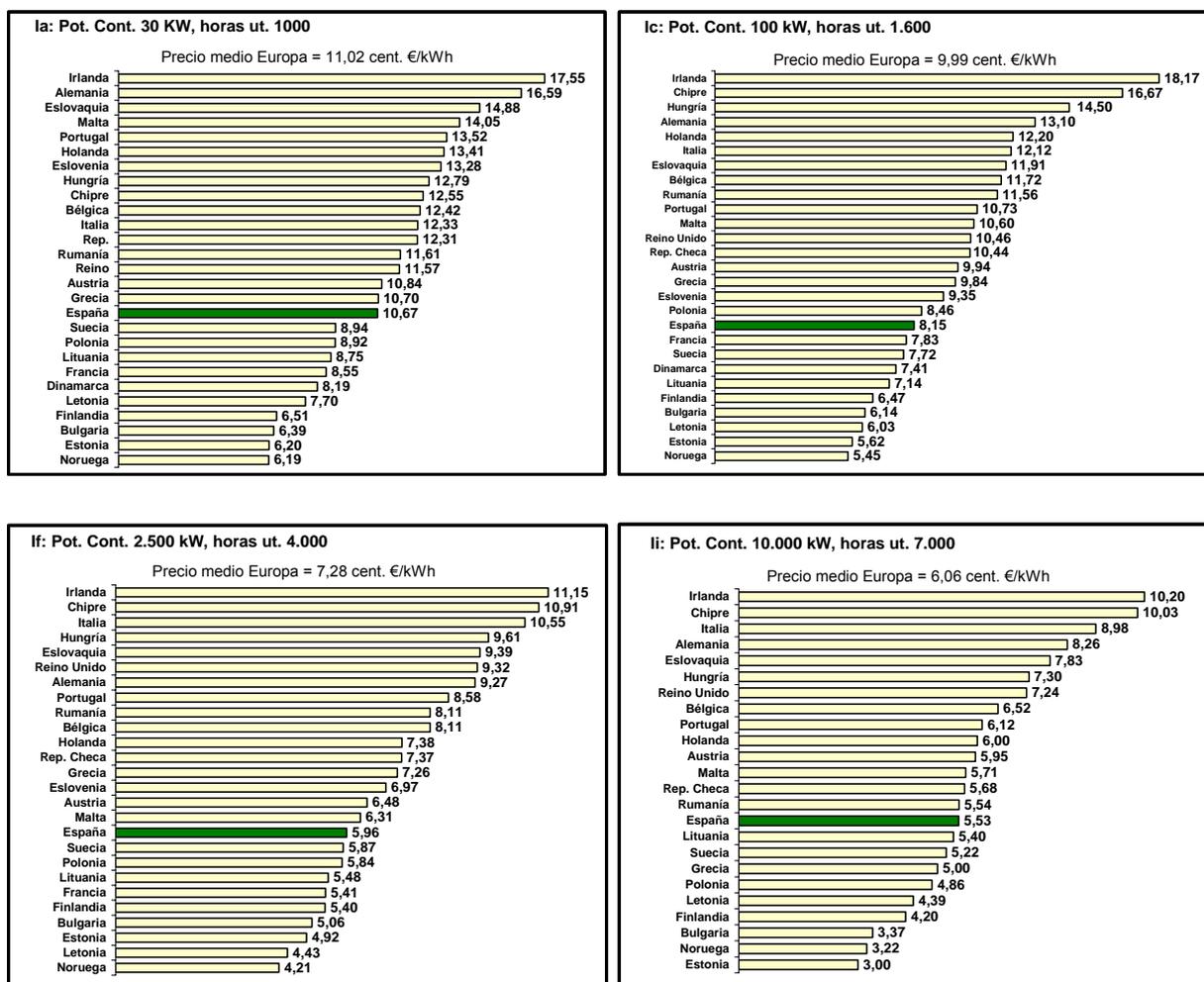
En el caso de los consumidores industriales, Eurostat publica precios de electricidad de 9 consumidores tipo, caracterizados por su consumo anual, potencia contratada y horas anuales de utilización. Por simplicidad, a continuación se muestran los precios de la electricidad de los siguientes consumidores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

- “*la*” (potencia contratada 30 kW, 1.000 horas de utilización). Representa un consumidor tipo industrial de pequeño tamaño.
- “*lc*” (potencia contratada 100 kW, 1.600 horas de utilización).
- “*lf*” (potencia contratada 2.500 kW, 4.000 horas de utilización). Tanto *lc* como *lf* son representativos de consumos industriales intermedios.

- “II” (potencia contratada 10.000 kW, 7.000 horas de utilización). Representa un consumidor tipo industrial de tamaño grande.

En el siguiente gráfico se muestra el *ranking* de los precios de la electricidad en Europa (Unión Europea-27 y Noruega) de los consumidores tipo industriales seleccionados, correspondientes al segundo semestre de 2007.

Gráfico 17. Ranking de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales (cent€/kWh). Se excluyen impuestos. Segundo semestre de 2007



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de diciembre de 2007).

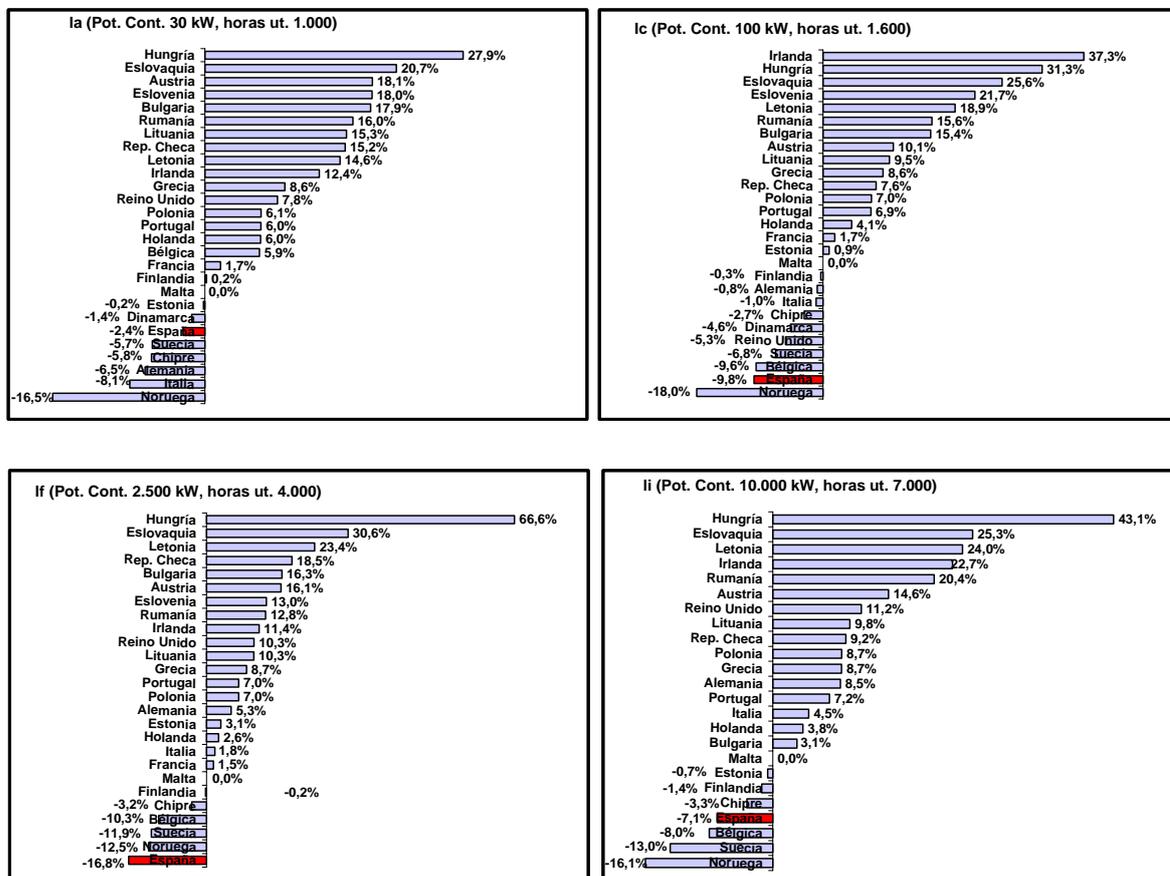
Nota: Para Alemania, Holanda, Luxemburgo, Reino Unido y Suecia se ha empleado el dato correspondiente al primer semestre de 2007 por tratarse del último dato disponible.

España vuelve a ocupar, una vez más, una posición intermedia para los consumidores tipo de menor tamaño “*la*” (decimoprimer puesto entre 27 países), para los consumidores tipo de tamaño intermedio “*lc*” e “*lf*” (décimo puesto de 27 países y decimoquinto de 26 países, respectivamente), y para el consumidor industrial tipo “*li*” (décima posición de 24 países).

Respecto al precio promedio del conjunto de países considerados, España presenta precios inferiores para las cuatro tipologías de consumidores industriales. Las principales diferencias se observan para los clientes de tamaño intermedio (tipos “*lc*” e “*lf*” con un 18,4% y un 18,2%, respectivamente). Asimismo, los consumidores de mayor y menor tamaño (“*li*” e “*la*”) registran unos diferenciales más moderados (8,8% y un 3,1%, 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 el segundo semestre de 2007 respecto al mismo periodo de 2006.

Gráfico 18. Tasas de variación de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo-industriales. Se excluyen impuestos. Año 2007 respecto 2006



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de diciembre de 2007).

Precios considerados para 1997: Madrid en España, Lisboa en Portugal, París en Francia, Atenas en Grecia, Dublín en Irlanda, Alta Austria, Tirol y Viena en Austria, Zona Oeste en Alemania, Zona Norte en Holanda.

Noruega, Suecia, Bélgica y Chipre registran las principales disminuciones, en términos nominales, de los precios de algunos consumidores industriales. Son especialmente notorias las disminuciones de Noruega ya que en los cuatro casos su tasa de variación se sitúa entre el 16 y el 18%.

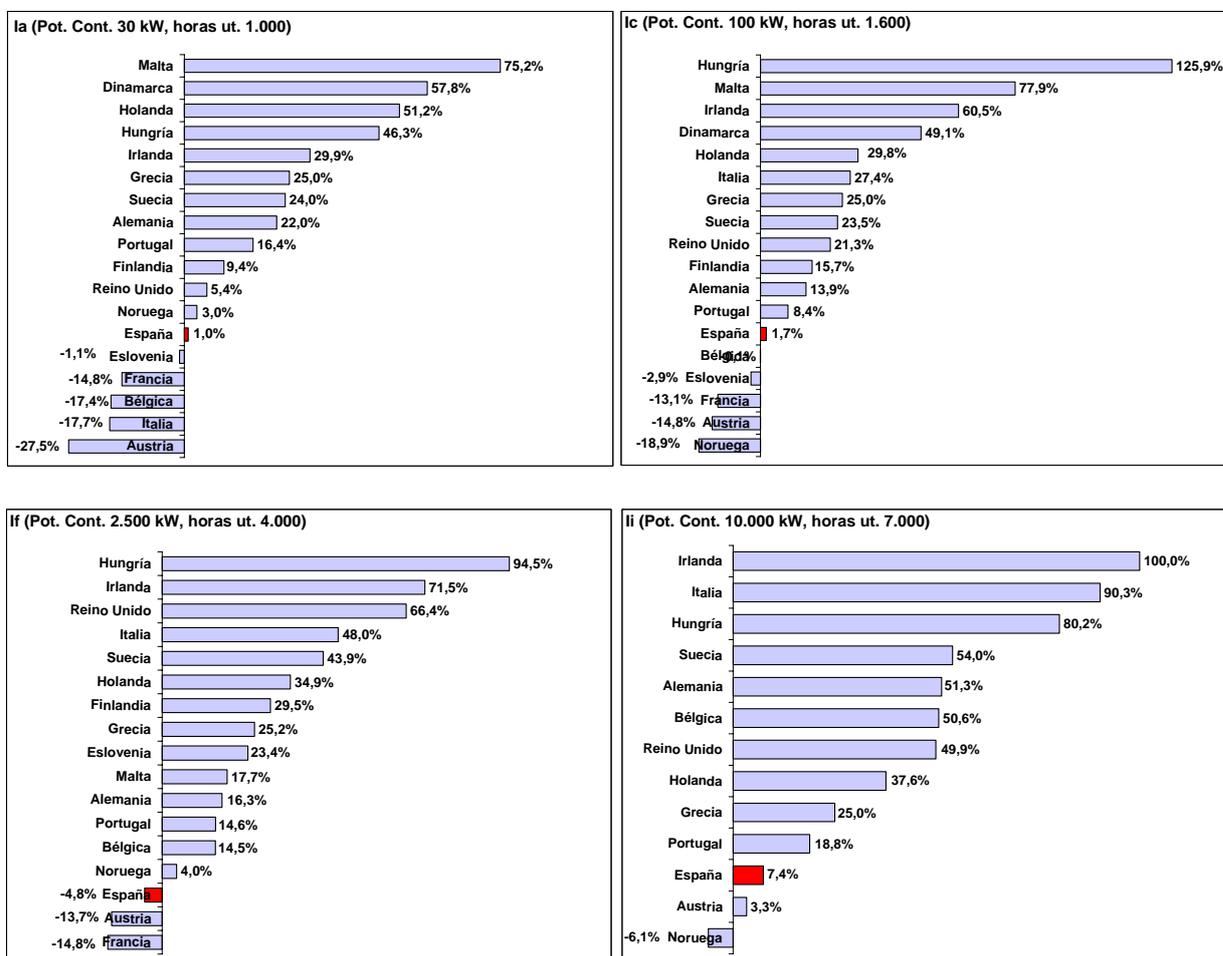
Por el contrario, los países donde aumentaron en mayor medida los precios de los consumidores industriales (sin tener en cuenta el efecto de la inflación) fueron Hungría, Eslovaquia y Letonia y, en menor medida, Austria, Rumanía y la República Checa.

En nuestro país se registraron disminuciones significativas para los cuatro consumidores tipo seleccionados. En el caso concreto de los consumidores tipo "If" España obtiene el

descenso más destacado (16,8%). Ello es debido a la posibilidad de retorno del mercado a régimen de tarifa integral.

En el gráfico 6 se recogen las variaciones acumuladas, sin descontar el efecto de la inflación, en los precios de la electricidad de los consumidores tipo anteriormente considerados desde el primer semestre de 1997 hasta el segundo semestre de 2007.

Gráfico 19. Tasas de variación acumuladas de precios de electricidad en Europa para los consumidores tipo- industriales. Se excluyen impuestos. Año 2007 respecto 1997



Fuente: Eurostat (datos extraídos el 7 de diciembre de 2007).

Precios considerados para 1997: Madrid en España, Lisboa en Portugal, París en Francia, Atenas en Grecia, Dublín en Irlanda, Alta Austria, Tirol y Viena en Austria, Zona Oeste en Alemania, Zona Norte en Holanda.

Nota: El precio de la electricidad en España en 2007 incluye el impuesto de la electricidad para hacerlo homogéneo con el dato de 1997 que incluye la cuota de ayuda al carbón.

De acuerdo con la información proporcionada por Eurostat, se observa que en España los precios de los consumidores industriales de menor tamaño “Ia” así como los tipos “Ic” e “Ii” han registrado aumentos acumulados del 1,0%, 1,7% y 7,4%, respectivamente, entre 1997 y 2007, mientras que en el caso del tipo “If” se ha reducido un 4,8%. Estas cifras contrastan con los incrementos generalizados que se han constatado para los países de nuestro entorno.

4.2 Tarifas integrales y tarifas de acceso a las redes

4.2.1 Tarifas integrales

La propuesta de Orden establece un incremento de un 3,3% en los términos de facturación de potencia y energía de todas las *tarifas integrales* respecto a los precios del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, con excepción de la tarifa de distribuidores⁶ (tarifa D) que aumenta un 5,46% en los términos de potencia y energía.

El Cuadro 17 muestra las variaciones aplicadas en las tarifas integrales en el periodo comprendido entre 1997 y la propuesta de Orden de tarifa eléctrica para 2008. Asimismo, el Cuadro 18 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 Orden de tarifa eléctrica para 2008.

⁶ Este valor coincide con el 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.

Cuadro 17. Evolución de tarifas integrales. Año 1997- propuesta de Orden 2008

	% Variación 99 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 Jul 07 sobre Jul 06 (6)	Variación Jul 07 sobre Ene 07 (6)	Variación Propuesta 08 sobre Jul 07 (6)	Variación acumulada % 2008 - 1997 (6)	Variación acumulada Términos Reales % 2008/ 1997 (3)
BAJA TENSIÓN (<1 kV)															
Doméstico (4)	-3,07%	-3,99%	-2,11%	-4,01%	0,00%	1,50%	1,48%	1,74%	4,48%	0,80%	2,80%	0,00%	3,30%	2,5%	-27,5%
Resto (5)	-3,07%	-3,03%	0,00%	0,00%	0,99%	2,00%	1,60%	1,61%	4,48%	0,80%	4,00%	0,89%	3,30%	14,1%	-19,3%
ALTA TENSIÓN (≥1kV)															
Tarifas Generales															
Corta utilización	-5,12%	-1,47%	2,00%	1,47%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	6,00%	1,90%	3,30%	28,9%	-8,8%
Media utilización	-5,19%	0,00%	2,00%	1,46%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	6,50%	1,90%	3,30%	30,3%	-7,8%
Larga utilización	-4,13%	0,00%	2,00%	1,50%	1,00%	2,00%	1,60%	1,61%	5,05%	6,00%	10,00%	1,90%	3,30%	36,2%	-3,7%
THP	-3,62%	0,00%	1,98%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	9,80%	1,90%	3,30%	29,8%	-8,2%
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%	1,90%	3,30%	38,3%	-2,1%
Tarifas T	-4,99%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	(7)				
Tarifas R	-5,19%	0,00%	2,00%	1,50%	1,01%	2,00%	1,60%	1,61%	5,08%	6,00%	5,98%	5,00%	3,30%	33,7%	-5,4%
Tarifas D	-7,64%	-2,49%	0,00%	1,48%	-0,26%	2,85%	2,43%	2,82%	7,39%	1,81%	3,44%	0,54%	5,46%	18,5%	-16,2%
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.	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.	n.d.	n.d.

Fuentes: Reales Decretos de tarifas, MITYC, 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 2007 se ha considerado la tasa de variación interanual a octubre de 2007 y para el IPC previsto para 2008 la información del MITYC.
- (4) Se considera la tarifa 2.0. No obstante, para la propuesta de Orden 2008 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 Orden 2008 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 18. Evolución de tarifas integrales en baja tensión. Año 2001- propuesta de Orden 2008

	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 Ene 07 sobre Jul 06	Variación Jul 07 sobre Ene 07	Variación Propuesta 08 sobre Jul 07	Variación acumulada % 2008 - 2001	Variación acumulada Términos Reales % 2008/ 2001 (1)
BAJA TENSIÓN (<1 kV)											
1.0	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	3,3%	10,4%	-13,8%
2.0.1	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	2,0%	0,0%	3,3%	16,3%	-9,2%
2.0.2	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	2,8%	0,0%	3,3%	17,2%	-8,5%
2.0.3	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	3,3%	0,0%	3,3%	17,8%	-8,0%
3.0.1	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	5,0%	5,0%	3,3%	25,7%	-1,8%
2.0N	0,0%	1,5%	1,5%	1,7%	4,5%	0,8%	5,0%	5,0%	3,3%	25,7%	-1,8%
3.0.2	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,5%	0,8%	4,0%	0,9%	3,3%	21,4%	-5,2%
4.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,5%	0,8%	5,3%	9,0%	3,3%	32,9%	3,8%
B.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,6%	6,0%	(2)				
R.0	1,0%	2,0%	1,6%	1,6%	4,6%	6,0%	4,3%	5,0%	3,3%	33,3%	4,1%

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

- (1) Tarifas deflactadas por el IPC. Para el IPC previsto para 2007 se ha considerado la tasa de variación interanual a octubre de 2007 y para el IPC previsto para 2008 la información del MITYC.
- (2) Desaparece la tarifa específica de alumbrado público (B.0) el 1 de enero de 2007, según el RD 809/2006.

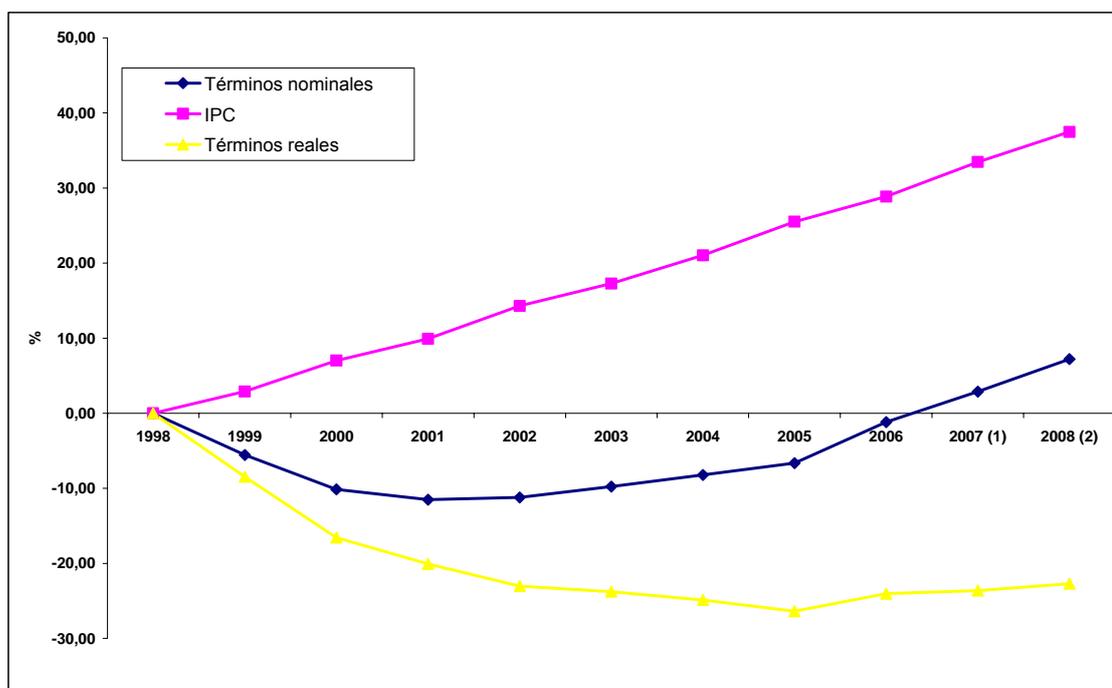
Respecto a las variaciones relativas aplicadas a las tarifas integrales cabe realizar los siguientes comentarios.

En primer lugar, se considera que las variaciones tarifarias deberían ser el resultado de aplicar una metodología asignativa de costes, en tanto dichos precios deben reflejar el coste de suministro, y por tanto, esta Comisión valora de forma negativa la aplicación de una variación lineal homogénea a todas las tarifas integrales.

Adicionalmente, de acuerdo con la información aportada por la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, las variaciones de precios en las tarifas integrales y de acceso están dejando de cubrir explícitamente un déficit inicial de 4.750 Millones de € (véase epígrafe 3.3).

En segundo lugar, aplicar un aumento del 3,3% a todas las tarifas integrales supone de hecho una reducción de precios en términos reales, dado que el IPC interanual de noviembre de 2007 asciende a 4,1%. En el Gráfico 20 se recoge la evolución de la variación acumulada de la tarifa eléctrica en términos nominales y reales.

Gráfico 20. Evolución de la variación acumulada de la tarifa eléctrica en términos nominales y reales. Años 1998-2008



Fuentes:

(1) Variación interanual del IPC a octubre de 2007

(2) IPC previsto

Por último, el Real Decreto 871/2007 rebajó de 1.300 kWh a 1.100 kWh el umbral de consumo bimestral a partir del cual se aplica un recargo de 0,013 €/kWh. La propuesta de Orden sobre la que se elabora el presente informe mantiene tanto el umbral como el recargo, lo que implica que los consumidores a los que se aplica el mencionado recargo (los acogidos a tarifas sin complemento de discriminación horaria) soportarán en la práctica menores subidas que el resto.

4.2.2 Tarifas de acceso

La propuesta de Orden introduce las siguientes variaciones en los términos de facturación de potencia y energía respecto a las *tarifas de acceso* del Real Decreto 1634/2006⁷:

- En la tarifa de acceso 2.0A se produce una disminución de un 25% en el término de potencia y en el término de energía.
- En la tarifa de acceso 2.0 DHA disminuyen tanto el término de potencia como el término de energía del periodo de punta en un 25%, mientras que el término de energía del periodo valle no varía.
- Las tarifas de acceso 3.0A y 3.1A aumentan un 3,3% el término de potencia y el término de energía en todos los periodos horarios.
- El resto de tarifas de acceso de alta tensión (6.1, 6.2, 6.3, 6.4 y 6.5 de conexiones internacionales) aumentan un 3,3% el término de potencia de todos los periodos. Respecto al término de energía: el del periodo 1 aumenta un 25%; el término de energía del periodo 2 aumenta un 17,4%; se mantienen los términos de energía del periodo 3 y del periodo 6 y los términos de energía de los periodos 4 y 5 disminuyen un 14% y un 17,3%, respectivamente.

⁷ Cabe señalar que ni el RD 871/2007 ni la Orden ITC/2794/2007 modificaron los precios de las tarifas de acceso.

En el Cuadro 19 se resumen las variaciones en los términos de facturación de potencia y energía de las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de Orden respecto a los fijados en el RD 1634/2006.

Cuadro 19. Variaciones (%) en los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de Orden respecto a los precios fijados en el RD 1634/2006

R.D. 1634/2006												
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 NA (1)	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

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

Propuesta Orden 2008												
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	13,623219						0,022361					
2.0 DHA	13,623219						0,029070	0,014908				
3.0A	15,171381	9,355783	2,145388				0,023479	0,022083	0,019545			
3.1A	15,090975	9,306199	2,134018				0,013833	0,013011	0,011516			
6.1	10,092239	5,050488	3,696118	3,696118	3,696118	1,686408	0,019305	0,016934	0,012870	0,007307	0,004719	0,004290
6.2	8,691805	4,349664	3,183232	3,183232	3,183232	1,452396	0,006440	0,005649	0,004294	0,002437	0,001574	0,001431
6.3	8,162049	4,084557	2,989218	2,989218	2,989218	1,363874	0,005196	0,004558	0,003464	0,001966	0,001270	0,001155
6.4	7,581139	3,793852	2,77647	2,77647	2,77647	1,266805	0,004078	0,003576	0,002718	0,001543	0,000996	0,000906
6.5 Conexiones Internacionales	0,763081	0,763081	0,347473	0,347473	0,347473	0,347473	0,002391	0,002245	0,000991	0,000852	0,000845	0,000991

% Propuesta Orden 2008 sobre RD 1634/2006												
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	-25,0%						-25,0%					
2.0 DHA	-25,0%						-25,0%	0,0%				
3.0A	3,3%	3,3%	3,3%				3,3%	3,3%	3,3%			
3.1A	3,3%	3,3%	3,3%				3,3%	3,3%	3,3%			
6.1	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	25,0%	17,4%	0,0%	-14,1%	-14,8%	0,0%
6.2	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	25,0%	17,3%	0,0%	-14,1%	-14,8%	0,0%
6.3	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	25,0%	17,4%	0,0%	-14,1%	-14,8%	0,0%
6.4	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	25,0%	17,4%	0,0%	-14,0%	-14,8%	0,0%
6.5 Conexiones Internacionales	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	3,3%	25,0%	17,4%	0,0%	-14,0%	-14,7%	0,0%

Fuentes: RD 1634/2006 y propuesta de Orden de tarifa eléctrica 2008.

El efecto de las variaciones de las tarifas de acceso en el mercado liberalizado, de acuerdo con el escenario de previsión de participación en el mercado de la CNE y según información de las variables de facturación proporcionadas por las empresas, supone 34.113 miles de euros menos que lo que se obtendría de mantener los precios de las tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006, lo que supone una reducción de un 1,5% en los ingresos resultantes de la facturación de acceso.

En el Cuadro 20 se muestran las variaciones en la facturación de las tarifas de acceso de baja y alta tensión, resultado de aplicar las tarifas de acceso de la propuesta de Orden 2008 respecto a los precios establecidos en el Real Decreto 1634/2006. Se observa que los ingresos de facturación de las tarifas de acceso de baja tensión se reducen un 9,4%

(debido a la disminución de las tarifas 2.0A y 2.0DHA), mientras que los ingresos de las tarifas de acceso de alta tensión aumentan un 3,6%.

Cuadro 20. Variaciones (%) en la facturación de las tarifas de acceso de baja y alta tensión establecidas en la propuesta de Orden respecto a los precios establecidos en el Real Decreto 1634/2006 según el escenario de previsión de la CNE.

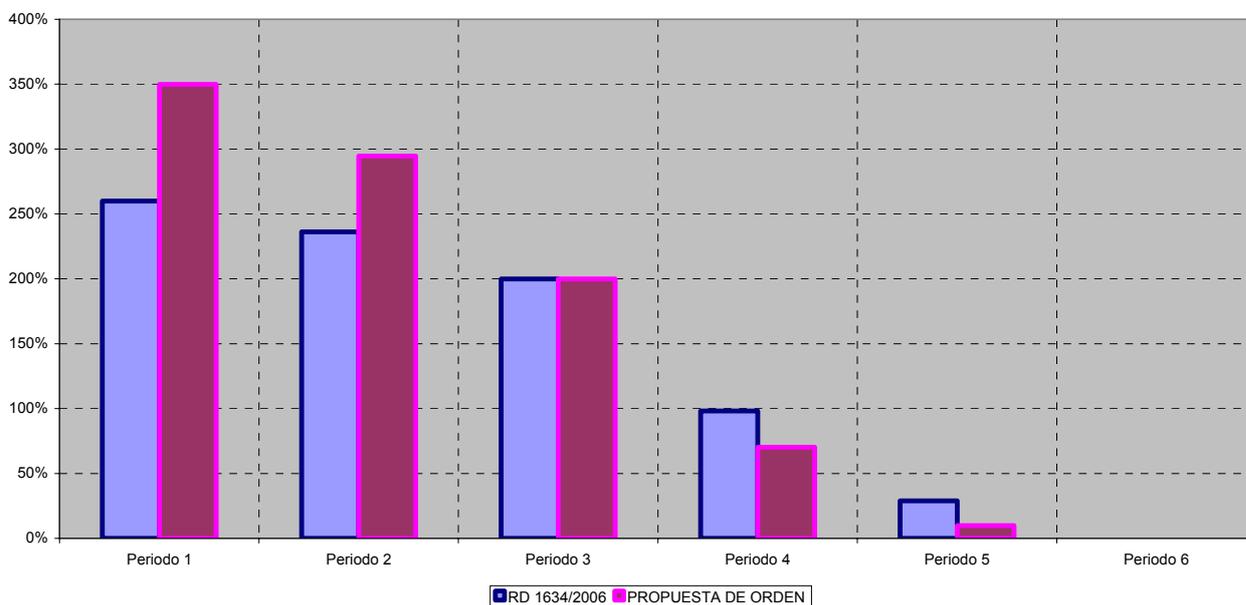
Tarifa	Consumo (GWh)	Facturación RD 1634/2006 (A)		Facturación propuesta Orden (B)		% variación (B) sobre (A)
		Facturación Total (Miles €)	Ingreso Medio (c€/kWh) (A)	Facturación Total (Miles €)	Ingreso Medio (c€/kWh) (B)	
Baja Tensión	22.441	886.938	3,95	803.718	3,58	-9,4%
2.0 A	8.077	396.914	4,91	297.684	3,69	-25,0%
2.0 DHA	13	436	3,41	344	2,69	-21,0%
3.0 A	14.352	489.588	3,41	505.690	3,52	3,3%
Alta tensión	96.458	1.367.202	1,42	1.416.309	1,47	3,6%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	16.295	392.507	2,41	405.464	2,49	3,3%
6.1 (1 kV a 36 kV)	54.754	796.805	1,46	826.973	1,51	3,8%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	12.298	106.076	0,86	109.734	0,89	3,4%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	5.488	33.459	0,61	34.534	0,63	3,2%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	7.624	38.356	0,50	39.605	0,52	3,3%
Peaje Trasvase Tajo Segura (1)	169	740	0,44	740	0,44	0,0%
Total acceso	119.069	2.254.880	1,89	2.220.767	1,87	-1,5%

Fuentes: CNE, RD 1634/2006 y propuesta de Orden de tarifa eléctrica 2008.

Análogamente a lo comentado para las tarifas integrales, se considera importante señalar que todo aumento de precios por debajo del IPC implica una reducción en términos reales y que las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes.

Por otra parte la propuesta de Orden ha modificado la relación de precios existente entre los distintos periodos horarios de los términos de energía de las tarifas 6.X de las tarifas de acceso vigentes. En concreto, se han incrementando los precios aplicables durante los meses de diciembre, enero, febrero y la 2º quincena de junio y julio (temporada alta), y se han reducido los aplicables durante el periodo de valle de los meses de la temporada media (1º quincena de junio y septiembre y durante los meses de noviembre y marzo) y durante los meses de abril, mayo, y octubre (temporada baja) (véase Gráfico 21).

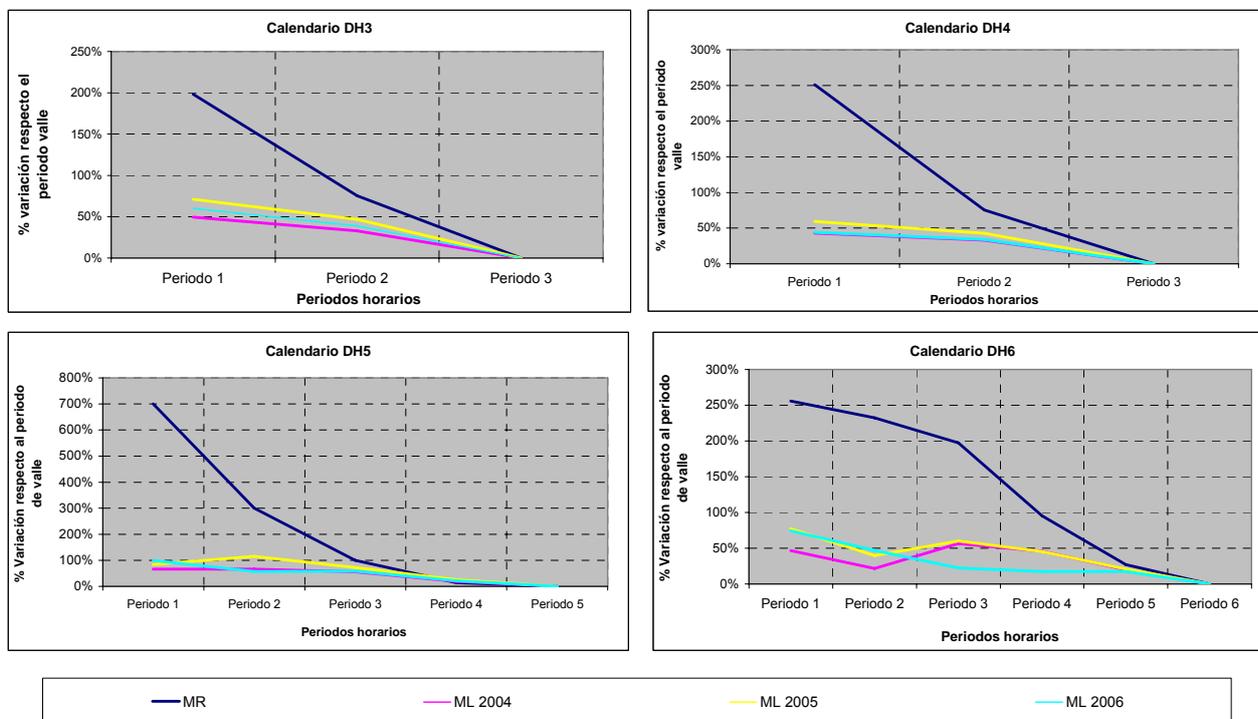
Gráfico 21. Discriminación respecto del periodo de valles del término de energía de los peajes 6.x



Al respecto cabe señalar que, ni en la propuesta, ni en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden se detalla el procedimiento utilizado para obtener las discriminaciones por periodos aplicables a las tarifas de acceso de alta tensión.

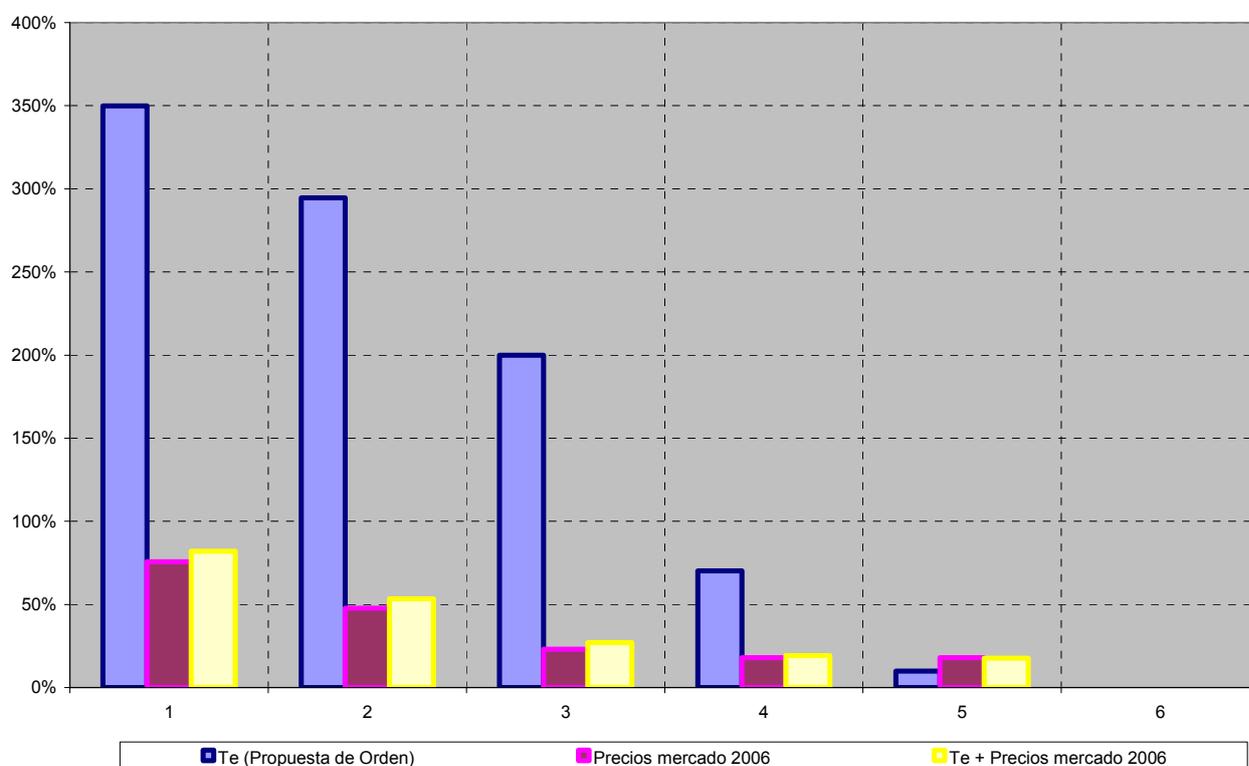
Esta Comisión entiende que las modificaciones introducidas en los periodos horarios pueden estar encaminadas a aumentar la señal de precio que perciben los consumidores en los periodos de mayor demanda. Desde un punto de vista de gestión del sistema, esto resultaría positivo ya que la discriminación de precio implícita en los precios de mercado es muy inferior a la que reflejan las actuales tarifas integrales, lo que, ante la inminente desaparición de las tarifas generales de alta tensión, podría hacer que se desplazase consumo hacia los periodos de mayor demanda (véase Gráfico 22).

Gráfico 22. Discriminación de precios respecto al periodo de valle del término de energía de la tarifa integral y del mercado diario por discriminación horaria. Años 2004 - 2006



En relación con lo anterior, esta Comisión considera importante señalar en primer lugar, que si bien la modulación en las tarifas de acceso es conocida y controlable por el regulador, las señales de precio de la energía en el mercado no tienen por qué seguir una tendencia previsible, tal y cómo se refleja en el gráfico anterior. En segundo lugar, aunque la discriminación de precios de la propuesta de Orden es muy superior a la que reflejan los precios de mercado, la discriminación por periodo a la que se enfrentan los consumidores vendrá principalmente determinada por las señales que se originen en el mercado de producción debido a que la tarifa de acceso representa sólo un pequeño porcentaje del término variable que deben sufragar los clientes en el mercado liberalizado (formado por el propio término variable de las tarifas de acceso y por el precio medio del mercado de producción) (véase Gráfico 23).

Gráfico 23. Discriminación respecto al periodo de valle del término de energía de la tarifas de acceso 6.x (excepto 6.5) de la propuesta de Orden y del precio medio del mercado diario del año 2006.



En consecuencia, esta Comisión considera que la asignación por periodo tarifario de los costes de acceso debe ser parte de una metodología global de determinación de las tarifas de acceso a las redes.

4.3 Precios de la garantía de potencia

La propuesta de Orden no modifica los precios unitarios por garantía de potencia establecidos en la Disposición adicional séptima del Real Decreto 1634/2006, a pesar de las modificaciones introducidas en la Orden ITC/2794/2007 y en la propuesta de Orden en relación con los pagos⁸ por capacidad.

⁸ El mecanismo de garantía de potencia es sustituido por los «pagos por capacidad» definidos en el artículo 16 de la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007, de 4 de julio.

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 central⁹) 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 existentes actualmente por garantía de potencia a todos los consumidores, según el escenario de previsión de la demanda de la CNE, esto supondría unos ingresos por este concepto de 1.671 Millones de euros, cifra que excede en más de 1.000 Millones de euros al coste por garantía de potencia de la propuesta de Orden.

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 dado a esta Comisión, relativo a elaborar una propuesta sobre los mecanismo de financiación de los pagos por capacidad, se considera que podrían mantenerse provisionalmente los precios unitarios por garantía de potencia, aunque dadas las diferencias existentes entre las cantidades que paga la demanda y las que cobra la generación es posible que ya se pudiera anticipar en una cierta cantidad la reducción del pago que actualmente tiene imputado algún segmento de clientes. En

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

particular, este pudiera ser el caso de segmentos de la baja tensión, lo cual ayudaría a fomentar la liberalización.

4.4 Suficiencia de ingresos

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores a precio regulado y a mercado, 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 2008 que resulten necesarias 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, el déficit de actividades reguladas generadas entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007 y la anualidad correspondiente al déficit reconocido ex ante para 2008.
- Plan de viabilidad para Elcogás, S.A.

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden aporta información relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo e ingresos desagregados por tarifa para los clientes de baja tensión. No obstante, la desagregación de los consumos e ingresos de clientes acogidos a tarifas de alta tensión es insuficiente para valorar la suficiencia de ingresos, por lo que se ha utilizado 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 Orden y las del escenario de previsión de la CNE, obtenido a partir de la información de las empresas.

Cuadro 21. Previsiones de consumos e ingresos del escenario de la Propuesta de Orden y del escenario aportado por las empresas a la CNE

	Propuesta OM 2008				Escenario CNE 2008			
	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Ingreso Medio (c€/kWh) (A)	Consumo (GWh)	% s/total consumo	Ingresos Totales (M€)	Ingreso Medio (c€/kWh) (B)
Cientes en mercado	108.362	40,7%	8.577	7,915	119.069	44,8%	9.904	8,318
Cientes en mercado 1/1/2008	73.117	27,5%	6.811	9,315	73.117	27,5%	6.442	8,811
Supresión tarifas integrales	35.245	13,2%	1.767	5,013	45.952	17,3%	3.462	7,534
Cientes en tarifa integral	157.669	59,3%	15.563	9,871	146.961	55,2%	14.371	9,779
Tarifas de Baja Tensión	106.851	40,2%	12.316	11,526	105.995	39,8%	12.238	11,546
Tarifas de Alta Tensión	50.818	19,1%	3.247	6,390	40.966	15,4%	2.133	5,206
Total Ingresos	266.031	100,0%	24.141	9,074	266.030	100,0%	24.275	9,125
Total Costes del sistema (sin DT 11^a)			28.935	10,88			28.935	10,88
Diferencia			-4.794	-1,802			-4.660	-1,752

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

Se observa que en el escenario de previsión incluido en la propuesta de Orden, los ingresos totales no son suficientes para cubrir los costes totales del sistema descontada la mitad de los costes correspondientes a los distribuidores¹⁰ acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, por considerar que no constituyen un coste ni un ingreso para el sistema.

En concreto, según el escenario del MITYC, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Orden no cubren los costes del sistema previstos para 2008 en 4.791 Millones de euros.

¹⁰ De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el Real Decreto por el que se regula la retribución a la distribución, en fase de tramitación, establece que a partir del de 1 de julio de 2008 los distribuidores acogidos a la DT11^a de la Ley 54/1997 se integrarán en el sistema general.

Según el escenario de previsión de la CNE, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Orden no cubrirían los costes del sistema previstos para 2008 en 4.660 Millones de euros.

Cabe señalar que en el cálculo anterior se ha descontado, la mitad del coste correspondiente al margen de los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, por lo que el déficit se ve reducido en 131 Millones de euros respecto a la incorporación de este coste en su totalidad.

En consecuencia, las variaciones en las tarifas integrales y de acceso consideradas en la propuesta de Orden 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 20%, según el escenario del MITYC, o un 19%, 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 2008, los ingresos regulados del sistema ascenderían a 16.591 Millones de €, cifra inferior en 860 Millones de € a los incluidos en la información que acompaña a la propuesta de Orden, debido fundamentalmente a la diferente previsión de participación de los clientes en el mercado.

Cuadro 22. Ingresos regulados de la propuesta de Orden vs Escenario CNE

	Consumo (GWh)	Ingresos (Miles €)	Ingreso Medio (c€/kWh)
Ingresos propuesta Orden	266.031	17.451.264	6,560
Tarifa Acceso	108.362	1.887.922	1,742
Tarifa Integral	157.669	15.563.342	9,871
Ingresos CNE	266.030	16.590.797	6,236
Tarifa Acceso	119.069	2.220.027	1,864
Tarifa Integral	146.961	14.370.770	9,779
Diferencia propuesta Orden - CNE			
Total ingresos regulados	1	860.467	0,323
Tarifa Acceso	-10.707	-332.105	-0,122
Tarifa Integral	10.708	1.192.572	0,092

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

En el siguiente cuadro se incluye una comparación del escandallo de costes de acceso para 2007 y 2008. Cabe señalar que dichos escandallos de costes de acceso se han calculado a partir de la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Real 2007 y la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, con objeto de valorar la suficiencia de ingresos en el caso de que todos los clientes se encontraran consumiendo en régimen de mercado¹¹.

¹¹ En la información que acompaña a la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden no se incluye el escandallo de costes de acceso, por lo que se elabora el mismo de acuerdo con la normativa vigente.

Cuadro 23. Escandallo de costes de acceso para 2007 y 2008

Coste de acceso	2007 (RD 1634/2006 y RD 871/2007)		2008		Diferencias	
	Miles €	% s/Total Acceso	Miles €	% s/Total Acceso	Miles €	%
Transporte (1)	1.072.473	11,68%	1.168.844	10,23%	96.371	9,0%
Distribución (2)	4.121.235	44,90%	4.549.887	39,82%	428.652	10,4%
Gestión Comercial (3)	61.204	0,67%	62.428	0,55%	1.224	2,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	1.732.684	18,88%	2.814.152	24,63%	1.081.468	62,4%
Moratoria Nuclear (4)	1.836	0,02%	2.285	0,02%	449	24,5%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	51.636	0,56%	60.920	0,53%	9.284	18,0%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	0,16%	14.800	0,13%	-	0,0%
Servicio de interrumpibilidad en mercado	-	0,00%	380.000	3,33%	380.000	n.a.
Prima del Régimen Especial (5)	1.664.412	18,13%	2.356.146	20,62%	691.735	41,6%
Costes permanentes	2.191.984	23,88%	2.737.378	23,96%	545.394	24,9%
Compensación extrapeninsulares (6)	1.197.513	13,05%	1.151.620	10,08%	45.893	-3,8%
Operador del Sistema	34.793	0,38%	36.781	0,32%	1.988	5,7%
Operador del Mercado	10.242	0,11%	10.753	0,09%	511	5,0%
CNE	14.236	0,16%	15.540	0,14%	1.304	9,2%
ELCOGÁS (7)	25.000	0,27%	75.561	0,66%	50.561	202,2%
Déficit hasta 31/12/2002 (8)	231.456	2,52%	220.760	1,93%	10.696	-4,6%
Déficit extrapeninsular hasta 2005	80.653	0,88%	97.337	0,85%	16.684	20,7%
Déficit 2005	345.169	3,76%	379.461	3,32%	34.292	9,9%
Déficit 2006	173.122	1,89%	208.930	1,83%	35.808	20,7%
Déficit 2007	-	0,00%	94.077	0,82%	94.077	n.a.
Déficit 2008	-	0,00%	446.558	3,91%	446.558	n.a.
Incentivo al consumo de carbón autóctono	79.800	0,87%	93.089	0,81%	13.289	16,7%
Total Acceso	9.179.580	100,00%	11.425.777	100,00%	2.246.197	24,5%

Fuentes: MITC, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones
- (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.
- (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
- (7) En 2007 incluye la revisión del coste de generación extrapeninsular.

Cabe señalar que se produce un aumento de los costes de acceso del 24,5% respecto del año 2007. Este aumento de costes se debe fundamentalmente al aumento de las primas del régimen especial (692 Millones de euros), al aumento de las anualidades necesarias para la recuperación de los déficit en la liquidación de actividades reguladas (617 Millones de euros), al aumento de la retribución de la distribución (427 Millones de euros) y a la incorporación del coste de los servicios de gestión de la demanda de los consumidores.

No obstante, y a pesar del aumento de los costes de acceso para 2008 respecto a 2007, en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden se justifica una bajada del 25% en las tarifas de acceso de los clientes de baja tensión y un aumento del 3,3%, por debajo

del IPC, 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 los ingresos por tarifas de acceso únicamente recuperarían el 68% de los costes. Esto es, se produciría un déficit en la liquidación de las actividades reguladas de 4.637 Millones de euros (véase Cuadro 24).

Cuadro 24. Escenario CNE de elegibilidad plena - Ingresos por tarifa de acceso de la propuesta OM

Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Acceso (Miles €)
2.0 A	75.452	3.069.201
2.0 DHA	12.785	342.404
3.0 A	40.199	1.582.414
3.1 A	20.183	499.636
6.1	65.318	979.091
6.2	20.267	159.496
6.3	10.037	59.056
6.4	21.619	96.183
TTS	169	740
Ingresos tarifas acceso	266.030	6.788.220
Costes de acceso		11.425.777
Ingresos - Costes		-4.637.557
Ingresos - Costes + Devolución CO2 (1.300 M€)		-3.337.557

Fuentes: MITC, empresas distribidoras y CNE

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 Orden son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, ni las tarifas de acceso de la propuesta de Orden son suficientes para cubrir los costes de

acceso. En consecuencia, los precios de las tarifas integrales y de acceso establecidos en la propuesta de Orden deben ser superiores a los considerados en la misma.

Con el escenario de costes propuesto, lo anterior seguiría siendo cierto incluso añadiendo al sistema de liquidaciones el montante de la minoración de costes de generación por el efecto del CO₂. En el caso de que esta minoración fuese similar a la realizada en el 2006 (en el entorno de 1.300 Millones de euros), el déficit de actividades reguladas para el año 2008 seguiría rondando los 3.338 Millones de euros.

4.5 Aditividad de costes en las tarifas

La tarifa integral del consumidor debe incluir todos los costes que su suministro le ocasiona al sistema, de acuerdo con criterios que permitan asignar cada concepto de coste de forma eficiente, objetiva, transparente y no discriminatoria¹².

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

En el Cuadro 25 se comparan, en términos anuales, los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral y a mercado, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2008. Para estimar los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de la propuesta de Orden, se descuentan en las tarifas integrales de la propuesta de Orden, 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 de acuerdo con la Memoria

¹² Véanse los informes de la CNE “Propuesta final de metodología para establecer tarifas de acceso a redes eléctricas” de noviembre de 2001 y “Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje” de noviembre 2005.

justificativa que acompaña a la propuesta de Orden, teniendo en cuenta la estructura de consumos por tarifa y periodos horarios.

Cuadro 25. 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 Orden (c€/kWh)	Tarifa acceso implícita (c€/kWh)	Tarifa acceso propuesta Orden (c€/kWh)
Baja tensión	105.995	11,538	4,156	3,949
<i>Tarifas Domésticos</i>	61.550	12,009	4,310	4,127
1.0	143	6,929	-0,769	3,659
2.0.1	5.798	11,827	4,129	4,064
2.0.2	34.657	12,024	4,325	4,138
2.0.3	20.953	12,070	4,372	4,128
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	9.744	8,590	2,039	2,707
1.0	199	7,590	1,039	2,782
2.0.1	832	8,898	2,348	2,671
2.0.2	5.077	8,656	2,106	2,698
2.0.3	3.636	8,481	1,930	2,725
<i>Tarifas PYMES</i>	34.701	11,525	4,473	3,979
3.0.1	8.854	11,240	3,930	3,442
3.0.2	25.847	11,622	4,658	4,163
Alta tensión	40.966	6,284	0,502	1,181
<i>Tarifas Generales</i>	9.443	8,887	2,677	1,763
Corta utilización	5.673	9,408	3,095	2,102
Media utilización	3.056	8,201	2,072	1,307
Larga utilización	714	7,685	1,943	1,026
<i>Tarifas específicas</i>	31.523	4,248	-1,199	0,726
Tarifas generales con interrumpibilidad	9.555	3,831	-1,347	0,553 (*)
Tarifa Horaria de Potencia	5.640	4,477	-0,557	0,626 (*)
Tarifa R	756	8,846	2,786	2,979
Tarifa G.4	9.895	2,765	-2,995	0,424 (*)
Tarifa D	5.678	5,897	-0,480	1,108
Total Facturación	146.961	9,1940	2,5263	2,7141

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

(*) No se han considerado en el cálculo los ingresos por servicios de gestión de la demanda de los consumidores en el mercado que pueden ofrecer una parte de los clientes acogidos a estas tarifas. El ingreso medio asciende a 1,9 c€/kWh.

Si bien las variaciones introducidas en las tarifas integrales de la propuesta de Orden reducen las diferencias entre los pagos de acceso implícitos en las mismas y los pagos de acceso vigentes respecto a los precios del Real Decreto 1634/2006, cabe reiterar lo señalado por esta Comisión en los sucesivos informes sobre tarifas eléctricas.

En particular, a los consumidores de alta tensión acogidos a THP, tarifas generales con complemento de interrumpibilidad y tarifa 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 implícitos de acceso negativos. No obstante, en este ejercicio no se tiene en cuenta al calcular el pago implícito de acceso la valoración de los servicios de gestión de la demanda que proporcionan dichos clientes, lo que sí es valorado en las tarifas integrales actuales, de acuerdo con la Orden de 12 de enero de 1995. Una comparación estimada en términos homogéneos aparece en los cuadros 25, 26 y 27.

Igualmente, en baja tensión, la tarifa 1.0 aplicable a consumidores de potencia contratada inferior a 1 kW muestra pagos implícitos de acceso negativos. Al respecto, se considera importante señalar que, si se desea mantener una tarifa de carácter social, la diferencia entre el coste en que el suministro hace incurrir al sistema y el coste realmente asignado a esta tarifa debiera computarse como un coste más del sistema, en el caso de se decidiera que la tarifa eléctrica debiera hacerse cargo de esta función social, aspecto en todo caso discutible.

Por otra parte, los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de ciertos clientes son más elevados que los derivados de las tarifas de acceso vigentes. Los casos más significativos en baja tensión son las tarifas 3.0.2 y en media y alta tensión, las tarifas no interrumpibles. En consecuencia, en teoría, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que podría contribuir en mayor medida a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos. No obstante, eso no será así en la práctica porque serán los consumidores con más incentivos a acudir al mercado liberalizado.

No obstante lo anterior, se considera importante señalar que el análisis realizado depende en gran medida del escenario de coste de generación considerado y de la cantidad minorada por el sistema en concepto de derechos de CO₂. Es por ello que se ha considerado un análisis de sensibilidad respecto de los parámetros anteriores, considerando tres hipótesis de costes de generación distintos.

En el Cuadro 26 se recogen las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales resulten aditivas en energía (esto es, considerando la existencia del

déficit *ex ante*) y las subidas necesarias para que fueran totalmente aditivas (es decir, que se cubran todos los costes). No se ha considerado el efecto de la posible minoración por derechos de CO₂ y se ha considerado el escenario de coste de generación del MITYC.

Cabe señalar que la columna (A) refleja la facturación media de las tarifas integrales aplicando los precios de la propuesta de Orden. La columna (B) muestra la facturación media por acceso resultante de aplicar los precios de la propuesta de Orden a los clientes a tarifa. En consecuencia, la columna (C), que es la resta entre ambas columnas, está reflejando la facturación media implícita que la propuesta de Orden está considerando por la energía en las distintas tarifas integrales.

La columna (D) refleja la facturación media que deberían pagar por acceso, según la metodología de la CNE, los clientes en mercado regulado, en caso de que las tarifas de acceso se construyeran de forma aditiva, y por tanto, cubrieran todos los costes de acceso. La columna (E) muestra la facturación media por energía y comercialización, incluyendo garantía de potencia y servicios complementarios, suponiendo el escenario de generación de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden. Por tanto, la columna (F) que muestra la facturación media que deberían pagar los clientes en mercado regulado, en caso de que la tarifa integral fuera totalmente aditiva (tarifa de acceso aditiva a la que se le suma el coste de la energía y comercialización), es la suma de las columnas (D) y (E).

Por último, la columna que aparece sombreada en amarillo muestra la variación que, en términos de facturación media, debería producirse en las tarifas integrales establecidas en la propuesta de Orden (columna (A)) para que la misma fuera construida de forma totalmente aditiva (columna (F)). La columna sombreada en naranja muestra la variación que, en términos de ingresos medios, debería producirse en las tarifas integrales establecidas en la propuesta de Orden (columna (A)) para que la tarifa integral cubriera los costes de energía y comercialización (columna (E)), considerando la existencia del déficit *ex ante* (B) y refleja el margen de comercialización de cada una de las tarifas.

Adicionalmente, se incluye promemoria con las variaciones necesarias a aplicar a aquellos consumidores que pueden prestar servicios de gestión de la demanda en el



mercado y el impacto en las subidas medias de las tarifas integrales que tendría el considerar el efecto de la interrumpibilidad.

Cuadro 26. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales sean aditivas en energía (considerando déficit ex ante) y para que fueran totalmente aditivas (que cubran todos los costes) con el coste de generación implícito en la propuesta de Orden

Coste de Energía + G.P. + SS.CC = 59,15 €/MWh											
Propuesta de Orden (c€/kWh)					Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Baja tensión	105.995	11,54	3,95	7,59	7,29	7,37	14,67	84,7%	-3,9%	27,1%	-1,9%
<i>Tarifas Domésticos</i>	<i>61.550</i>	<i>12,01</i>	<i>4,13</i>	<i>7,88</i>	<i>8,30</i>	<i>7,69</i>	<i>16,00</i>	<i>101,3%</i>	<i>-2,4%</i>	<i>33,2%</i>	<i>-1,6%</i>
1.0	143	6,93	3,66	3,27	7,39	7,69	15,08	101,8%	135,2%	117,6%	63,8%
2.0.1	5.798	11,83	4,06	7,76	8,18	7,69	15,87	101,3%	-0,9%	34,2%	-0,6%
2.0.2	34.657	12,02	4,14	7,89	8,33	7,69	16,02	101,2%	-2,5%	33,2%	-1,6%
2.0.3	20.953	12,07	4,13	7,94	8,31	7,69	16,00	101,3%	-3,2%	32,5%	-2,1%
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	<i>9.744</i>	<i>8,59</i>	<i>2,71</i>	<i>5,88</i>	<i>5,99</i>	<i>6,55</i>	<i>12,53</i>	<i>121,1%</i>	<i>11,3%</i>	<i>45,9%</i>	<i>7,7%</i>
1.0	199	7,59	2,78	4,81	6,20	6,55	12,75	123,0%	36,2%	68,0%	22,9%
2.0.1	832	8,90	2,67	6,23	5,88	6,55	12,43	120,2%	5,1%	39,7%	3,6%
2.0.2	5.077	8,66	2,70	5,96	5,96	6,55	12,51	120,9%	9,9%	44,5%	6,8%
2.0.3	3.636	8,48	2,72	5,76	6,04	6,55	12,58	121,6%	13,7%	48,4%	9,3%
<i>Tarifas PYMES (1)</i>	<i>34.701</i>	<i>11,52</i>	<i>3,98</i>	<i>7,55</i>	<i>5,87</i>	<i>7,05</i>	<i>12,92</i>	<i>47,5%</i>	<i>-6,6%</i>	<i>12,1%</i>	<i>-4,3%</i>
3.0.1	8.854	11,24	3,44	7,80	7,08	7,30	14,38	105,7%	-6,4%	28,0%	-4,4%
3.0.2	25.847	11,62	4,16	7,46	5,46	6,96	12,42	31,1%	-6,7%	6,8%	-4,3%
Alta tensión	40.966	6,28	1,18	5,10	1,64	5,78	7,42	39,1%	13,2%	18,1%	10,8%
<i>Tarifas Generales (*)</i>	<i>9.443</i>	<i>8,89</i>	<i>1,76</i>	<i>7,12</i>	<i>2,40</i>	<i>6,21</i>	<i>8,60</i>	<i>35,9%</i>	<i>-12,9%</i>	<i>-3,2%</i>	<i>-10,3%</i>
Corta Utilización	5.673	9,41	2,10	7,31	2,89	6,31	9,20	37,5%	-13,6%	-2,2%	-10,6%
Media utilización	3.056	8,20	1,31	6,89	1,72	6,13	7,85	31,8%	-11,1%	-4,3%	-9,4%
Larga utilización	714	7,68	1,03	6,66	1,36	5,74	7,10	32,4%	-13,8%	-7,7%	-12,0%
<i>Tarifas específicas</i>	<i>31.523</i>	<i>4,25</i>	<i>0,73</i>	<i>3,52</i>	<i>1,05</i>	<i>5,44</i>	<i>6,50</i>	<i>45,3%</i>	<i>54,6%</i>	<i>53,0%</i>	<i>45,2%</i>
Tarifas generales con interrumpibilidad (*)	9.555	3,83	0,55	3,28	0,83	5,17	6,00	49,8%	57,8%	56,7%	49,5%
Tarifa Horaria de Potencia (*)	5.640	4,48	0,63	3,85	0,91	5,03	5,94	45,7%	30,6%	32,7%	26,4%
Tarifa R	756	8,85	2,98	5,87	4,28	6,06	10,34	43,7%	3,2%	16,9%	2,1%
Tarifa G.4 (*)	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	5,76	6,40	51,6%	146,0%	131,5%	123,6%
Tarifa D	5.678	5,90	1,11	4,79	1,50	6,37	7,87	35,0%	33,1%	33,4%	26,9%
Total Mercado Regulado	146.961	9,19	2,71	6,48	4,77	6,66	11,44	75,9%	2,8%	24,4%	2,0%
(*) No se ha considerado los ingresos por servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado											
Promemoria: Clientes que pueden acogerse al sistema de interrumpibilidad en mercado											
Propuesta de Orden (c€/kWh)					Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización + Servicio de interrumpibilidad en el mercado (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Alta tensión											
<i>Tarifas Generales</i>	<i>2.238</i>	<i>8,89</i>	<i>1,79</i>	<i>7,09</i>	<i>2,40</i>	<i>4,23</i>	<i>6,63</i>	<i>33,5%</i>	<i>-40,3%</i>	<i>-25,4%</i>	<i>-32,2%</i>
<i>Tarifas especiales</i>	<i>34.835</i>	<i>3,50</i>	<i>0,43</i>	<i>3,07</i>	<i>0,64</i>	<i>3,37</i>	<i>4,01</i>	<i>48,9%</i>	<i>9,7%</i>	<i>14,5%</i>	<i>8,5%</i>
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.231	3,63	0,50	3,14	0,75	3,18	3,93	51,0%	1,5%	8,3%	1,3%
Tarifa Horaria de Potencia	8.709	4,09	0,31	3,78	0,43	3,27	3,70	38,7%	-13,5%	-9,5%	-12,5%
Tarifa G.4	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	3,76	4,40	51,6%	60,5%	59,2%	51,2%
22,1%											

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media, para que las tarifas integrales adiccionaran los costes del sistema asciende al 24,4%, para el escenario de generación implícito en la propuesta de Orden (59,15 €/MWh) y sin minoración de CO₂. No obstante, en caso de que las tarifas integrales fueran aditivas sólo en energía (esto es, considerando el déficit ex ante), la variación necesaria, en términos de facturación media, serían un aumento del 2%. En el caso de considerar el valor de la interrumpibilidad, la subida media necesaria sería del 22,1%.

Cabe señalar que, de acuerdo con la información contenida en la Memoria justificativa que acompaña a la propuesta de Orden, la variación media de las tarifas de acceso aplicables a los consumidores domésticos tienen el objetivo de lograr un acercamiento entre los precios del mercado libre y la tarifa. No obstante, de acuerdo con el escenario de demanda y participación en el mercado previsto por esta Comisión para 2007, como resultado de aplicar los precios de las tarifas integrales y de acceso y considerando un precio final del mercado de 59,15 €/MWh, el margen implícito en las tarifas integrales para que los consumidores domésticos se liberalicen es tan sólo del 1,5% en el caso de los clientes acogidos a las tarifas 2.0.X e inexistente para los clientes que opten por aplicar la discriminación horaria DHA.

Por otra parte, como se ha comentado anteriormente, la variación media del 3,3% aplicada al resto de tarifas de acceso supone una bajada de precios en términos reales, teniendo en cuenta que la media interanual del IPC a noviembre de 2007 asciende a 4,1%.

Esta Comisión considera necesario insistir en que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes y 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.

No obstante lo anterior, de mantenerse el déficit ex ante, se consideraría más adecuado concentrar la existencia de este déficit en aquellos segmentos de clientes donde la tarifa aditiva esté en mayor medida por encima de la correspondiente tarifa integral existente, como es el caso de los clientes acogidos a la tarifa de acceso 2.0 A. Para los segmentos de clientes donde la tarifa integral se aproxima a la aditividad y por tanto, ya quede hueco suficiente a la comercialización, se proponen subidas por encima del IPC en la tarifa de acceso.

En el Cuadro 27 aparece el mismo ejercicio anterior suponiendo que se produjese finalmente un coste de generación equivalente al planteado en la propuesta de Orden (59,15 €/MWh) minorado por la devolución de los derechos de emisión asignados gratuitamente (que se ha estimado en torno a los 1.300 Millones de euros). Esto daría un precio equivalente a 52,99 Euros/MWh. En este caso, el incremento necesario, en términos de facturación media, para que las tarifas integrales adicionaran los costes del sistema asciende al 19,1% (16,8% considerando el efecto de la interrumpibilidad). Cabe señalar que, en este escenario las tarifas integrales deberían disminuir, en términos medios, un 3,3% para ser aditivas sólo en energía (esto es, considerando el déficit ex ante). En este escenario el margen implícito en las tarifas integrales para que los consumidores domésticos se liberalicen es del 6% en el caso de los clientes acogidos a las tarifas 2.0.X y sigue siendo inexistente el margen de comercialización para los clientes que opten por aplicar la discriminación horaria DHA.

Cuadro 27. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales sean aditivas en energía (considerando déficit ex ante minorado por la devolución de los derechos de CO2) y para que fueran totalmente aditivas (que cubran todos los costes) con el coste de generación implícito en la propuesta de Orden

Coste de Energía + G.P. + SS.CC = 59,15 €/MWh minorado por Devolución derechos CO ₂ 2008											
		Propuesta de Orden (c€/kWh)			Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Baja tensión	105.995	11,54	3,95	7,59	7,29	6,86	14,15	84,7%	-3,9%	22,7%	-6,3%
<i>Tarifas Domésticos</i>	<i>61.550</i>	<i>12,01</i>	<i>4,13</i>	<i>7,88</i>	<i>8,30</i>	<i>7,17</i>	<i>15,47</i>	<i>101,3%</i>	<i>-9,1%</i>	<i>28,8%</i>	<i>-6,0%</i>
1.0	143	6,93	3,66	3,27	7,39	7,17	14,55	101,8%	119,2%	110,0%	56,3%
2.0.1	5.798	11,83	4,06	7,76	8,18	7,17	15,35	101,3%	-7,7%	29,8%	-5,0%
2.0.2	34.657	12,02	4,14	7,89	8,33	7,17	15,50	101,2%	-9,1%	28,9%	-6,0%
2.0.3	20.953	12,07	4,13	7,94	8,31	7,17	15,47	101,3%	-9,8%	28,2%	-6,4%
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	<i>9.744</i>	<i>8,59</i>	<i>2,71</i>	<i>5,88</i>	<i>5,99</i>	<i>6,07</i>	<i>12,05</i>	<i>121,1%</i>	<i>3,1%</i>	<i>40,3%</i>	<i>2,1%</i>
1.0	199	7,59	2,78	4,81	6,20	6,07	12,27	123,0%	26,2%	61,7%	16,6%
2.0.1	832	8,90	2,67	6,23	5,88	6,07	11,95	120,2%	-2,6%	34,3%	-1,8%
2.0.2	5.077	8,66	2,70	5,96	5,96	6,07	12,03	120,9%	1,8%	38,9%	1,2%
2.0.3	3.636	8,48	2,72	5,76	6,04	6,07	12,10	121,6%	5,4%	42,7%	3,7%
<i>Tarifas PYMES (1)</i>	<i>34.701</i>	<i>11,52</i>	<i>3,98</i>	<i>7,55</i>	<i>5,87</i>	<i>6,53</i>	<i>12,41</i>	<i>47,5%</i>	<i>-13,4%</i>	<i>7,6%</i>	<i>-8,8%</i>
3.0.1	8.854	11,24	3,44	7,80	7,08	6,79	13,87	105,7%	-12,9%	23,4%	-8,9%
3.0.2	25.847	11,62	4,16	7,46	5,46	6,45	11,90	31,1%	-13,6%	2,4%	-8,7%
Alta tensión	40.966	6,28	1,18	5,10	1,64	5,33	6,97	39,1%	4,4%	10,9%	3,6%
<i>Tarifas Generales (*)</i>	<i>9.443</i>	<i>8,89</i>	<i>1,76</i>	<i>7,12</i>	<i>2,40</i>	<i>5,73</i>	<i>8,13</i>	<i>35,9%</i>	<i>-19,6%</i>	<i>-8,6%</i>	<i>-15,7%</i>
Corta Utilización	5.673	9,41	2,10	7,31	2,89	5,83	8,72	37,5%	-20,3%	-7,4%	-7,4%
Media utilización	3.056	8,20	1,31	6,89	1,72	5,65	7,38	31,8%	-18,0%	-10,1%	-15,1%
Larga utilización	714	7,68	1,03	6,66	1,36	5,30	6,65	32,4%	-20,5%	-13,4%	-17,7%
<i>Tarifas específicas</i>	<i>31.523</i>	<i>4,25</i>	<i>0,73</i>	<i>3,52</i>	<i>1,05</i>	<i>5,01</i>	<i>6,07</i>	<i>45,3%</i>	<i>42,3%</i>	<i>42,8%</i>	<i>35,0%</i>
Tarifas generales con interrumpibilidad (*)	9.555	3,83	0,55	3,28	0,83	4,77	5,60	49,8%	45,5%	46,1%	38,9%
Tarifa Horaria de Potencia (*)	5.640	4,48	0,63	3,85	0,91	4,60	5,51	45,7%	19,4%	23,1%	16,7%
Tarifa R	756	8,85	2,98	5,87	4,28	5,59	9,88	43,7%	-4,6%	11,7%	-3,1%
Tarifa G.4 (*)	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	5,31	5,95	51,6%	126,9%	115,4%	107,4%
Tarifa D	5.678	5,90	1,11	4,79	1,50	5,88	7,38	35,0%	22,8%	25,1%	18,5%
Total Mercado Regulado	146.961	9,19	2,71	6,48	4,77	6,18	10,95	75,9%	-4,7%	19,1%	-3,3%
(*) No se ha considerado los ingresos por servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado											
Promemoria: Clientes que pueden acogerse al sistema de interrumpibilidad en mercado											
		Propuesta de Orden (c€/kWh)			Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización + Servicio de interrumpibilidad en el mercado (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Alta tensión											
<i>Tarifas Generales</i>	<i>2.238</i>	<i>8,89</i>	<i>1,79</i>	<i>7,09</i>	<i>2,40</i>	<i>3,75</i>	<i>6,15</i>	<i>33,5%</i>	<i>-47,1%</i>	<i>-30,8%</i>	<i>-37,6%</i>
<i>Tarifas especiales</i>	<i>34.835</i>	<i>3,50</i>	<i>0,43</i>	<i>3,07</i>	<i>0,64</i>	<i>2,94</i>	<i>3,59</i>	<i>48,9%</i>	<i>-4,1%</i>	<i>2,4%</i>	<i>-3,6%</i>
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.231	3,63	0,50	3,14	0,75	2,78	3,53	51,0%	-11,4%	-2,9%	-9,9%
Tarifa Horaria de Potencia	8.709	4,09	0,31	3,78	0,43	2,84	3,27	38,7%	-24,9%	-20,1%	-23,0%
Tarifa G.4	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	3,31	3,95	51,6%	41,5%	43,0%	35,1%



Por último, y por dar una mayor idea del rango de variación de los parámetros que se estiman, se plantea una nueva simulación con las hipótesis de coste de generación que se han producido en el año 2007. Hay que tener en cuenta que en este año el coste de CO₂ ha sido muy reducido por lo que podría considerarse como un efecto equivalente al de la minoración. En este caso el coste de generación sería de 45,86 €/MWh, muy por debajo del considerado por el MITYC.

En este caso el incremento necesario, en términos de facturación media, para que las tarifas integrales adicionaran los costes del sistema asciende al 7,0% (4,7% considerando el efecto de la interrumpibilidad). Cabe señalar que en este escenario las tarifas integrales deberían disminuir, en términos medios, un 15,4% para ser aditivas sólo en energía (esto es, considerando el déficit ex ante). En este escenario el margen implícito en las tarifas integrales para que los consumidores domésticos se liberalicen es del 16,3% en el caso de los clientes acogidos a las tarifas 2.0.X y el margen de comercialización para los clientes que opten por aplicar la discriminación horaria DHA es del 10,4%.

Cuadro 28. Variaciones, en términos anuales, para que las tarifas integrales sean aditivas en energía (considerando el déficit ex ante) y para que fueran totalmente aditivas (que cubran todos los costes) con un escenario de coste de generación como el registrado en 2007

Coste de Energía + G.P. + SS.CC = 45,86 €/MWh											
Situación actual (c€/kWh)					Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Baja tensión	105.995	11,54	3,95	7,59	7,29	5,66	12,95	84,7%	-3,9%	12,2%	-16,8%
<i>Tarifas Domésticos</i>	61.550	12,01	4,13	7,88	8,30	5,92	14,23	101,3%	-24,9%	18,5%	-16,3%
1.0	143	6,93	3,66	3,27	7,39	5,92	13,31	101,8%	81,1%	92,1%	38,3%
2.0.1	5.798	11,83	4,06	7,76	8,18	5,92	14,10	101,3%	-23,7%	19,3%	-15,8%
2.0.2	34.657	12,02	4,14	7,89	8,33	5,92	14,25	101,2%	-24,9%	18,5%	-16,3%
2.0.3	20.953	12,07	4,13	7,94	8,31	5,92	14,23	101,3%	-25,4%	17,9%	-16,7%
<i>Tarifas Domésticos con DHA</i>	9.744	8,59	2,71	5,88	5,99	4,99	10,98	121,1%	-15,1%	27,8%	-10,4%
1.0	199	7,59	2,78	4,81	6,20	4,99	11,20	123,0%	3,8%	47,5%	2,4%
2.0.1	832	8,90	2,67	6,23	5,88	4,99	10,87	120,2%	-19,8%	22,2%	-13,9%
2.0.2	5.077	8,66	2,70	5,96	5,96	4,99	10,95	120,9%	-16,2%	26,5%	-11,2%
2.0.3	3.636	8,48	2,72	5,76	6,04	4,99	11,03	121,6%	-13,3%	30,0%	-9,0%
<i>Tarifas PYMES (1)</i>	34.701	11,52	3,98	7,55	5,87	5,37	11,24	47,5%	-28,8%	-2,5%	-18,9%
3.0.1	8.854	11,24	3,44	7,80	7,08	5,61	12,69	105,7%	-28,1%	12,9%	-19,5%
3.0.2	25.847	11,62	4,16	7,46	5,46	5,29	10,75	31,1%	-29,1%	-7,5%	-18,7%
Alta tensión	40.966	6,28	1,18	5,10	1,64	4,33	5,98	39,1%	-15,1%	-4,9%	-12,3%
<i>Tarifas Generales (*)</i>	9.443	8,89	1,76	7,12	2,40	4,68	7,08	35,9%	-34,3%	-20,4%	-27,5%
Corta Utilización	5.673	9,41	2,10	7,31	2,89	4,76	7,65	37,5%	-34,8%	-18,7%	-27,1%
Media utilización	3.056	8,20	1,31	6,89	1,72	4,62	6,34	31,8%	-33,0%	-22,7%	-27,8%
Larga utilización	714	7,68	1,03	6,66	1,36	4,32	5,68	32,4%	-35,1%	-26,1%	-30,4%
<i>Tarifas específicas</i>	31.523	4,25	0,73	3,52	1,05	4,06	5,11	45,3%	15,3%	20,4%	12,7%
Tarifas generales con interrumpibilidad (*)	9.555	3,83	0,55	3,28	0,83	3,88	4,71	49,8%	18,3%	22,9%	15,7%
Tarifa Horaria de Potencia (*)	5.640	4,48	0,63	3,85	0,91	3,65	4,56	45,7%	-5,2%	1,9%	-4,5%
Tarifa R	756	8,85	2,98	5,87	4,28	4,57	8,86	43,7%	-22,0%	0,1%	-14,6%
Tarifa G 4 (*)	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	4,33	4,98	51,6%	85,1%	79,9%	72,0%
Tarifa D	5.678	5,90	1,11	4,79	1,50	4,80	6,29	35,0%	0,2%	6,7%	0,2%
Total Mercado Regulado	146.961	9,19	2,71	6,48	4,77	5,07	9,84	75,9%	-21,8%	7,0%	-15,4%

(*) No se ha considerado los ingresos por servicios de gestión de la demanda de consumidores en el mercado

Promemoria: Clientes que pueden acogerse al sistema de interrumpibilidad en mercado

Situación actual (c€/kWh)					Tarifa Aditiva (c€/kWh)			% variación aditiva sobre actual			
Grupo Tarifario	Consumo (GWh)	Tarifa Integral (A)	Tarifa Acceso (B)	Coste energía implícito (C) = (A) - (B)	Tarifa Acceso (D)	Coste energía + Comercialización + Servicio de interrumpibilidad en el mercado (E)	Tarifa Integral (F) = (D) + (E)	Tarifa Acceso	Coste energía	Tarifa integral	% Incremento necesario considerando el déficit ex ante
Alta tensión											
<i>Tarifas Generales</i>	2.238	8,89	1,79	7,09	2,40	2,71	5,10	33,5%	-61,9%	-42,6%	-49,4%
<i>Tarifas especiales</i>	34.835	3,50	0,43	3,07	0,64	2,01	2,65	48,9%	-34,4%	-24,2%	-30,2%
Tarifas generales con interrumpibilidad	16.231	3,63	0,50	3,14	0,75	1,89	2,64	51,0%	-39,8%	-27,4%	-34,3%
Tarifa Horaria de Potencia	8.709	4,09	0,31	3,78	0,43	1,89	2,32	38,7%	-50,0%	-43,3%	-46,2%
Tarifa G.4	9.895	2,76	0,42	2,34	0,64	2,33	2,98	51,6%	-0,4%	7,6%	-0,3%

5 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES DEL SISTEMA PARA 2008

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 Orden de Tarifas para 2008 que se informa, la retribución de la actividad de transporte asciende a 1.215.594 miles de €, de los cuales 1.021.805 miles de € corresponden a REE, 75.304 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 118.485 miles de € corresponden a las empresas transportistas insulares y extrapeninsulares.

Al respecto, la cifra correspondiente a REE es ligeramente inferior a la cantidad calculada por esta Comisión sobre la base de la última información recabada a tales efectos de la citada REE, resultando ser de 1.022.683 miles de €. Lo mismo sucede para el resto de empresas transportistas peninsulares cuya cifra resultante sobre la base de la última información recabada de las mismas, resulta ser de 76.139 miles de €. Por tanto, la retribución total de la actividad de transporte debería ascender a 1.217.307 miles de €. Es preciso señalar que la diferencia existente entre la retribución del transporte que figura en la propuesta de Orden 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 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 2008 correspondiente a REE y al resto de empresas transportistas peninsulares.

Esta Comisión considera necesario señalar que con fecha 21 de noviembre de 2007 ha tenido entrada en el registro general de esta Comisión oficio de esa misma fecha de la Secretaria General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que solicita informe preceptivo sobre la “propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008”. Esta Comisión se encuentra en la actualidad en fase de elaboración del citado Informe preceptivo.

Cabe destacar que, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1432/2002, de 27 de diciembre, se ha considerado, en los cálculos realizados, la retribución correspondiente a las instalaciones de transporte puestas en servicio en el ejercicio 2007 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 2008, 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 2008.

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 Orden 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 2005 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 2006 y 2007.

Retribución a la actividad de transporte peninsular en 2008 según el R.D. 2819/1998

(Miles de €)

	2006	2007	2008
TOTAL	901.566	981.232	1.083.468
REE	842.154	917.181	1.008.629
IB	229	2.373	1.649
UEF	30.059	33.055	35.752
HC	8.270	8.298	6.375
ENDESA	20.854	20.325	31.063

Fuente: Elaboración Propia

De la retribución expuesta en el anterior Cuadro, un 59,27% corresponde a la actualización del coste acreditado al transporte en 1998, un 39,73% corresponde a las nuevas inversiones desde 1998, y un 1,00% 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

Parámetros	2006	2007	2008
IPC	2,70%	3,60%	2,00%
X	0,60%	0,60%	0,60%
Y	0,60%	0,60%	0,60%
Tasa Retribución	4,89%	5,29%	5,63%
Disponibilidad objetivo	97,00%	97,00%	97,00%
K	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 2007, 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 2007

(Miles de €)

TOTAL	15.355
REE	14.054
IB	0
VIESGO	0
UEF	0
HC	0
ENDESA	1.301

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 2008 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 2006 y 2007 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 IPCs 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 la Orden de Tarifas para 2008 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 2008.

Porcentajes de reparto por empresas peninsulares de la retribución al transporte en 2008

Miles de €(%)

	Miles de €	(%)
TOTAL	1.098.822	100,00%
REE	1.022.683	93,071%
IB	1.649	0,150%
UEF	35.752	3,254%
HC	6.375	0,580%
ENDESA	32.363	2,945%

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 2008 a 641.633 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 €)

	2006	2007	2008
TOTAL	614.344	621.725	641.633
REE	508.573	611.408	630.986
INALTA	95.577	0	0
IB	0	0	0
UEF	6.127	6.201	6.399
HC	4.067	4.116	4.248
ENDESA	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 2006 y el previsto para los años 2007 y 2008, 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. 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.

El siguiente Cuadro contiene la información de las unidades físicas correspondientes a las instalaciones de transporte que han entrado en funcionamiento entre 1998 y 2007, 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 2005 pueden considerarse como definitivas, ya que se dispone de esta información debidamente auditada, mientras que las relativas al año 2006 serán provisionales hasta que se presenten, por parte de todas las empresas transportistas, las Auditorias correspondientes, y las instalaciones relativas al año 2007 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

	2005	2006	2007
Total líneas (km circuito)	115,1	271,9	265,8
<i>Líneas aéreas (km circuito)</i>	84,9	258,7	183,8
Líneas 220 kV	80,4	148,6	121,7
Líneas 400 kV	4,5	110,1	62,1
<i>Líneas subterr. (km circuito)</i>	30,2	13,1	82,0
Líneas 220 kV	30,2	13,1	82,0
Líneas 400 kV	-	-	-
Posiciones subestación (nº)	89,0	186,0	154,0
Posiciones 220 kV	48,0	102,0	87,0
Posiciones 400 kV	41,0	84,0	67,0
Transformadores (MVA)	3.600,0	1.800,0	3.400,0
400/220 kV	1.800,0	1.800,0	2.400,0
400/132 kV	1.800,0	-	1.000,0
Reactancias (MVAr)	600,0	750,0	300,0
Condensadores (MVAr)	-	200,0	100,0

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte peninsular por las nuevas inversiones ascienden a 430.144 miles de € en el año 2008, de los cuales 13.560 miles de € corresponden a las inversiones realizadas en 1998, 8.665 miles de € a las realizadas en 1999, 16.316 miles de € a las realizadas en 2000, 37.258 miles de € a las realizadas en 2001, 65.852 miles de € a las realizadas en 2002, 41.370 miles de € a las realizadas en 2003, 56.309 miles de € a las realizadas en 2004, 41.710 miles de € a las realizadas en 2005, 69.441 miles de € a las realizadas en 2006 y 79.663 miles de € a las realizadas en 2007.

En el siguiente Cuadro se puede apreciar, para cada empresa transportista peninsular, la evolución de los costes de transporte por las nuevas inversiones desde el año 2005 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 2007.

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

(Miles de €)

	2.006	2.007	2.008
TOTAL	275.365	343.476	430.144
REE	197.050	290.160	367.758
INALTA	29.322	0	0
IB	229	2.373	1.648
UEF	23.932	26.854	28.634
HC	3.978	3.996	1.970
ENDESA	20.854	20.093	30.134

Fuente: Elaboración propia.

Los costes de transporte por las nuevas inversiones 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 propuestas de 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, 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. 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 Orden 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 auditorías 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.

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.

No obstante todo lo anterior, esta Comisión entiende preciso señalar que en la “propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008”, remitida recientemente para Informe preceptivo de esta Comisión, se vienen a corregir buena parte de los defectos anteriormente citados.

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:

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

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 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 de la misma naturaleza, 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 agosto de 2007. 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.

Incentivo disponibilidad (periodo ENERO-AGOSTO 2007)

	II (%)	Dr (%)	miles de €
REE	2,04%	97,96%	9.884
IB	--	--	--
UEF	1,01%	98,99%	719
HC	0,54%	99,46%	158
ENDESA	0,00%	100,00%	929

Fuente: Operador del Sistema

Parámetros	
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 figuraba 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.

Asimismo, 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 al año 1998 y al año 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 un marco integral para el establecimiento de la retribución de la actividad de distribución que especifique no solo los niveles retributivos individualizados de cada uno de los agentes ligados a sus esfuerzos, sino también el periodo a partir del cual ha de revisarse la base retributiva, la fórmula de actualización de la retribución, y un marco de incentivos para el correcto desarrollo y expansión de la red y de la prestación de los servicios que tienen que realizar las empresas distribuidoras, las redes de distribución de electricidad no solo no podrán desarrollarse al nivel que la actividad económica del país requiere, sino que tampoco podrán mantenerse en las condiciones técnicas adecuadas para la prestación de los servicios con el nivel de calidad necesario, pudiendo adicionalmente introducir distorsiones en otras actividades del sector energético (conexión a las redes del régimen especial, etc.).

Respondiendo a dichas necesidades normativas, con fecha 29 de enero de 2007 tuvo entrada en el registro de esta Comisión oficio de la Secretaria General de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que solicitaba informe preceptivo sobre la *“propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica”*. Al respecto, el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de la Energía aprobó, con fecha 26 de julio de 2007, el *“Informe 23/2007 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de distribución de energía eléctrica”*.

En dicho Informe se valoraba muy positivamente el texto presentado al suponer un avance sustantivo en el esquema retributivo necesario para la actividad, en la línea marcada por las correspondientes Directivas Europeas y con la propuesta realizada en el pasado por la CNE al Ministerio. No obstante, pese a la valoración muy positiva realizada

de dicha propuesta de Real Decreto, se señalaba que la misma adolecía de determinados contenidos que, a juicio de la CNE, debían ser incorporados de modo que pudiera ser considerada como una propuesta integral de regulación para la actividad.

Adicionalmente, es preciso mencionar, como se verá más adelante, que con fecha 16 de mayo de 2007 tuvieron entrada en el registro de la CNE sendos oficios de la Dirección General de Política Energética y Minas, por los que se solicitaba la emisión de los correspondientes informes en relación con las solicitudes formuladas por las empresas distribuidoras SOLANAR DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L. y FUERZAS ELECTRICAS DE VALENCIA, S.A. (FEVASA) de revisión de la retribución asignadas a las mismas mediante el Real Decreto 1634/2006, de 29 de noviembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007.

Igualmente, es preciso señalar, como también se verá mas adelante, que con fecha 10 de octubre de 2007 el Consejo de Administración de la CNE aprobó el Informe solicitado por la Dirección General de Política Energética y Minas, sobre la retribución a la actividad de distribución de la empresa INSTALACIONES ELÉCTRICAS RIO ISABENA, S.L.

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

De acuerdo con el artículo 7 del 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, 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.

Dado que la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2007 era de 255.479 GWh y que la mejor estimación de cierre para el ejercicio 2007 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información disponible en esta Comisión, es de 255.301 GWh, se producirá una variación del -0,069% respecto a la previsión, por lo

que no procede incorporar en la tarifa 2008 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución, por el año 2007, por este concepto.

Así mismo, respecto al año 2006, la demanda en consumidor final prevista en el expediente de tarifas de 2006 era de 248.645 GWh y el cierre para dicho ejercicio 2006 de la demanda en consumidor final, de acuerdo con la información obrante en esta Comisión, es de 246.898 GWh, por lo que se ha producido una variación del -0,703% respecto a la previsión, por lo que no procede incorporar en la tarifa 2008 revisión alguna de la retribución de la actividad de distribución, por el año 2006, por este concepto.

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 2008 para las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones, todo ello de acuerdo con los valores previstos en cuanto al IPC, crecimiento de la demanda y factor de eficiencia en la propuesta de Orden de Tarifas que se informa.

IPC previsto	3,6%
Δ demanda previsto	3,84%
Factor de eficiencia	0,65
Actualizador	1,051609

Fuente: Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

En el siguiente Cuadro se presentan los valores de la retribución de la actividad de distribución para 2008, una vez deducidos los otros ingresos derivados de los derechos de acometida, enganche, verificación alquiler de equipos de medida y otros.

Retribución a la distribución para el año 2008

	Retribución 2007 (miles de euros)	Propuesta 2008 (miles de euros)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	3.571.093	3.755.393
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	283.382	298.007
Distribuidoras D.T. 11 ^a	176.760	261.157
Plan de acción 2005-2007 (2008-2012 en 2008)	178.530	275.900
Calidad del Servicio	90.000	90.000
Total Distribución	4.299.766	4.680.457

Fuente: Elaboración propia y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

No obstante los valores reflejados en el anterior Cuadro, en el Anexo a la Memoria económica que acompaña a la propuesta de Orden que se informa, se señala que los costes de distribución ascienden a 4.680.474 miles de €.

Respecto a la cantidad establecida para las empresas distribuidoras acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, la misma se viene a corresponder con la cantidad derivada, para el año 2007, del Informe emitido por la CNE en cumplimiento del apartado 2 de la Disposición adicional duodécima, relativa a Mandatos a la CNE, del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, una vez deducida la cantidad de 14.800 miles de € en concepto de compensaciones por interrumpibilidad, régimen especial y pérdida de ingresos por consumidores cualificados conectados a sus redes. Al respecto, entiende esta Comisión que dicha cantidad debe ser actualizada al año 2008, por lo que, en lugar de los 261.157 miles de €, debería considerarse para este colectivo la cantidad de 274.635 miles de €, al margen de los 14.800 miles de € en concepto de compensaciones.

En relación con la retribución a la actividad de distribución correspondiente a las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidaciones, esto es, 3.755.393 miles

de €, la misma debe considerarse como provisional toda vez que, de acuerdo con lo señalado en la propuesta de Orden que se informa, dicha cifra deberá ser modificada en su conjunto, y para cada una de las empresas distribuidoras peninsulares sometidas a liquidaciones, una vez se conozca el incremento de la demanda anual en abonado final una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura para el conjunto, y para cada una de ellas.

En lo que se refiere a las empresas distribuidoras SOLANAR y FEVASA, incluidas dentro de las empresa distribuidoras peninsulares sujetas a liquidaciones, y de acuerdo con los Informes solicitados a esta Comisión por la Dirección General de Política Energética y Minas en relación con la solicitud formulada por ambas empresas sobre revisión de la retribución correspondiente al año 2007, esta Comisión que la retribución base a considerar para el **año 2007**, a efectos de su posterior actualización al año 2008, debería ascender a **212 miles de €** en el caso de SOLANAR y a **154 miles de €** en el caso de FEVASA, en lugar de los 111 miles de € y 133 miles de €, respectivamente, que figuran en la propuesta de Orden que se informa.

Así mismo, en relación con la empresa distribuidora INSTALACIONES ELÉCTRICAS RIO ISABENA, S.L., y de acuerdo con lo señalado en el Informe aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en su sesión del día 10 de octubre de 2007, a dicha empresa, al acogerse al sistema retributivo general de la actividad, le correspondería una retribución base para el ejercicio 2007 de **496 miles de €**. Por tanto, de dictarse, en su caso, antes del 1 de enero de 2008 la correspondiente Orden retributiva, dicha empresa e importe deberían ser considerados a los efectos de la retribución de las empresas distribuidoras peninsulares.

Adicionalmente, en relación con el denominado factor de eficiencia, que más propiamente debería ser denominado factor de escala, esta Comisión no tiene por menos que valorar positivamente que el mismo haya sido adaptado a valores más aproximados a la realidad que afrontan las empresas (0,65 en lugar del 0,30 considerado hasta la fecha). Sin embargo, en relación con dicho valor, esta Comisión ha realizado un cálculo del valor que para este parámetro correspondería a cada una de las empresas distribuidoras, valores que se recogen en la siguiente Tabla.

Empresa o grupo empresarial	Feⁱ
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	0,60638551
Unión Fenosa Distribución, S.A.	0,61185609
Hidrocantábrico Distribución, S.A.	0,57081165
Electra de Viesgo Distribución, S.A.	0,62224200
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U.	0,61164764
FEVASA	0,51620000
SOLANAR	0,32570000

Fuente: Elaboración propia.

El cálculo de tales factores de escala aplicables a cada empresa se ha realizado considerando de manera individualizada la realidad que afronta cada una de ellas en cada uno de sus territorios ante distintos escenarios de demanda, de acuerdo con el documento que se recoge en el Anexo III.

Atendiendo a lo dispuesto en la propuesta de Orden de tarifas que se informa, y considerando los valores actualizados de la retribución para el año 2007 para las empresas distribuidoras SOLANAR, FEVASA y, en su caso, RIO ISABENA, se detalla en el siguiente Cuadro la retribución que le debería corresponder a cada empresa distribuidora sujeta a liquidaciones de aplicarse el factor de escala único para todas ellas de 0,65, y el factor de escala individualizado recogido en la anterior Tabla. A este respecto, a falta de la información necesaria para su cálculo, para la empresa distribuidora RIO ISABENA se ha tomado el factor de escala de 0,65.

Empresa o grupo empresarial	Rⁱ 2008 propuesta MITyC aplicando Fe_i=0,65 (miles de euros)	Rⁱ 2008 aplicando Fe_i y revisiones propuestas por la CNE (miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.364.552	1.362.322
Unión Fenosa Distribución, S.A.	635.054	634.147
Hidrocantabrico Distribución, S.A.	129.497	129.113
Electra de Viesgo Distribución, S.A.	122.775	122.648

Endesa (peninsular)	1.503.258	1.501.098
Endesa (extrapeninsular)	298.007	297.579
FEVASA	140	161
SOLANAR	117	220
Instalaciones Eléctricas Río Isabena, S.L.	-	522
Total Distribuidoras peninsulares	3.755.393	3.750.230
Incremento retributivo sobre propuesta Orden tarifa 2008	0	-5.163

Fuente: Elaboración propia.

Así mismo, esta Comisión considera necesario que, al igual que se establece para el incremento de la demanda, se establezca el mismo mecanismo respecto al valor considerado para la variación del Índice de Precios al Consumo, de modo que, una vez se conozca la variación real para todo el año 2007 del Índice de Precios al Consumo, se proceda a la revisión de las retribuciones asignadas a cada empresa distribuidora.

Por todo lo anterior, esta Comisión entiende necesario que se modifiquen los importes previstos de retribución para la actividad de distribución del año 2008, se acuerdo con las cantidades que figuran en el siguiente Cuadro:

	Propuesta Real Decreto Tarifa 2008 (miles de Euros)	Propuesta modificación CNE Real Decreto Tarifa 2008 (miles de Euros)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	3.755.393	3.750.230
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11 ^a)	298.007	297.579
Distribuidoras D.T. 11 ^a	261.173	274.635
Total	4.314.573	4.322.444

Fuente: Elaboración propia.

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 €, incrementándose hasta los 90.000 miles de € en los ejercicios 2006 y 2007, misma cifra de 90.000 miles de € que recoge la propuesta de Orden de tarifas que se informa.

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 distorsiona los planes de inversión de las empresas y puede llegar a incentivar a las empresas a invertir menos en aquellas zonas con deficiente calidad de servicio, a la espera de poder acogerse en dichas zonas a los Planes de Calidad cofinanciados por la tarifa, lo que puede suponer dar un incentivo contrario al que persigue dicha partida. Es por ello que, nuevamente, se aconseja que este sea el último año de existencia de dicho incentivo en los términos en los que actualmente se encuentra formulado, y circunscribir 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 Orden (alquileres)

La propuesta de Orden de Tarifa que se informa establece en el Anexo II el mantenimiento de todos los precios de alquiler de los equipos de medida y control, con respecto a los vigentes en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, salvo para los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos, cuyos precios se incrementan en un 3,3% de manera acorde al incremento general de tarifa 2008. Al respecto, esta Comisión valora positivamente dicha medida, resaltando, no obstante, que faltaría por determinar el precio de alquiler de contadores electrónicos trifásicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión.

5.2.6 Derechos de acometidas y coeficientes de pérdidas

Cabe señalar que la propuesta de Orden que se informa no hace mención alguna respecto a los valores de los precios a satisfacer por derechos de acometida, enganche y verificación, ni a los 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, por lo que entiende esta Comisión que, como mínimo, deberían ser explicitados los valores establecidos para el año 2007.

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, deberían mantenerse constantes durante unos años para permitir recuperar a las empresas distribuidoras las inversiones realizadas para la disminución de 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.

5.2.7 Comentarios al Anexo V de la propuesta de Real Decreto (actuaciones del Operador del Sistema)

La propuesta de Real Decreto que se informa establece un incremento del 3,3% en los valores de los precios de las verificaciones y actuaciones sobre los puntos de medida a realizar por el Operador del Sistema, así como los precios de la primera verificación de las instalaciones fotovoltaicas, incluyéndose como novedad en el mismo, el coste de inspección y verificación de los equipos de medida, comunicación y control de la interrumpibilidad (EMCC) y del relé de subfrecuencia asociado, lo que se valora positivamente al incrementarse el catalogo de actuaciones del Operador del Sistema de manera acorde con el nuevo Reglamento de Puntos de Medida aprobado por el Real Decreto 1110/2007.

5.2.8 Tarifas D aplicables a las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997

La propuesta de Real Decreto que se informa recoge una variación de las tarifas D de venta a distribuidores del 5,455%. Este valor viene a coincidir con el que se obtiene por aplicación de 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. En el mismo, se establece la fórmula de revisión de las tarifas D de venta a distribuidores. Al respecto, a diferencia con lo establecido en ejercicios anteriores, la propuesta de Orden que se informa no contempla la exención de cuotas para este colectivo de empresas. Los cálculos realizados por esta Comisión han considerado tales exenciones de cuotas, al entender que se ha tratado de un error de transcripción.

El cálculo de la citada revisión ha puesto de manifiesto la necesidad de introducir explícitamente en el texto la exención de cuotas que tradicionalmente figuraba en los Reales Decretos de tarifa.

Así mismo, se echa en falta la clasificación de las empresas acogidas a la citada Disposición Transitoria Undécima, de la Ley 54/1997, tal y como se recoge en la Disposición Adicional Primera del Real Decreto 1634/2006.

De acuerdo con lo anterior, esta Comisión propone aplicar para el año 2008 los precios que se recogen en el siguiente Cuadro.

Tarifa de venta a distribuidores (D)

	TÉRMINO DE POTENCIA	TÉRMINO DE ENERGÍA
	Tp: €/ kW mes	Te: €/ kWh
D.1: No superior a 36 kV	2,631934	0,055666
D.2: Mayor de 36 Kv, y no superior a 72,5 kV	2,484421	0,053103
D.3: Mayor de 72,5 kV y no superior a 145 kV	2,422310	0,051241
D.4: Mayor de 145 kV	2,344672	0,049843

Fuente: CNE

5.2.9 Compensaciones a los distribuidores acogidos a la Disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997

Al menos hasta el 1 de julio de 2008 habrá que compensar a los distribuidores acogidos a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, por los descuentos por interrumpibilidad de sus clientes, por sus compras al régimen especial y por la pérdida de ingresos por clientes cualificados conectados a sus redes.

Con la información disponible actualmente en la Comisión, y considerando el saldo actual de la cuenta abierta a tales efectos, se considera adecuado el importe propuesto para esta partida, es decir, 14.800 miles de € a efectos de calcular la correspondiente cuota.

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, 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, y recogida en su mayor parte en la propuesta de Real Decreto informada con fecha 26 de julio de 2007. A este respecto, es preciso destacar la publicación en el BOE de fechas 31 de marzo de 2006 y 14 de septiembre de 2007, respectivamente, de las Circulares 1-2006 y 1/2007 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 2008 un IPC del 2%, un incremento de la demanda del 3,84% y un factor de eficiencia de 0,3.

Costes unitarios de gestión comercial para clientes a tarifa

	Coste unitario anual por contrato de suministro o póliza de abono CCs	Coste unitario anual por kW contratado a tarifa en alta tensión CCpt	Coste unitario anual por recibo emitido por suministro CRct
2000	10,065	1,944	0,742
2001	10,332	1,995	0,762
2002	10,567	2,041	0,779
2003	10,782	2,082	0,795
2004	11,000	2,124	0,811
2005	11,263	2,175	0,831
2006	11,547	2,230	0,852
2007	11,786	2,276	0,869
2008	12,041	2,325	0,888

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 2007, 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 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; 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; y 306.019 miles de € para 2007, de los cuales 19.421 miles de € corresponden a las empresas distribuidoras insulares y extrapeninsulares,

salvo las acogidas a la D.T. 11ª de la Ley 54/97, y 286.598 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 2006, ni por el ejercicio 2007.

5.3.4 La retribución de la gestión comercial para el año 2008

El Cuadro siguiente presenta el cálculo del actualizador de la retribución de la actividad de gestión comercial a considerar para la tarifa 2008, 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 2008	2%
Δ demanda previsto	3,84%
Factor de eficiencia	0,3
Actualizador	1,021635

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 2008 obtenida por actualización de la retribución correspondiente al año 2007.

Retribución a la gestión comercial para el año 2007

	Retribución 2007 (miles de €)	Propuesta 2008 (miles de €)
Distribuidoras peninsulares (sometidas a liquidación)	286.598	292.799
Distribuidoras insulares y extrapeninsulares (salvo D.T. 11^a)	19.421	19.841
Total	306.019	312.639

Fuente: elaboración propia

La retribución en concepto de gestión comercial contenida en la Orden que se informa, a juicio de esta Comisión debe ser corregida de acuerdo con los valores reflejados en el anterior Cuadro, estableciéndose que los costes reconocidos para el año 2008 destinados a la retribución de la actividad de gestión comercial ascienden a 312.639 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 292.799 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 19.841 miles de €.

5.4 Gestión de la demanda

5.4.1 La señal del precio al consumidor

La gestión de la demanda eléctrica ha de ser 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 junto una mayor concienciación, 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, lo que en una situación como en la actual no se cumple.

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 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 y de ajuste mediante mecanismos de mercado, en la medida de sus posibilidades técnicas y de acuerdo a sus intereses económicos, para lo cual se ha de adaptar, entre otras, la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. En la propuesta de Orden que se

informa se han considerado 380 millones de euros en concepto de gestión de la demanda debida a grandes consumidores.

Para cada de estas actuaciones, se precisan aparatos de medida y de comunicación adecuados, de distinta capacidad y complejidad según la actuación concreta, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 1110/2007, *de 24 de agosto, por el que se aprueba el reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.*

5.4.2 Los incentivos económicos destinados al Plan de Acción (art. 5)

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 identifica la senda que la política energética debería recorrer con el objeto de promover el ahorro y la eficiencia energética: garantizar el suministro de energía, unos niveles de autoabastecimiento umbrales reduciendo con ello las importaciones energéticas, considerar el impacto medioambiental que el uso energético conlleva en aras de cumplir con los objetivos establecidos al respecto, así como el incremento de la competitividad de nuestra economía, objetivos todos estos recogidos en las leyes sectoriales de Electricidad e Hidrocarburos.

Asimismo, en esta Estrategia se entrecruzan otras dos en el ámbito de la sostenibilidad: la Estrategia Española del Cambio Climático y la Energía Limpia, y el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010. Del mismo modo, los sucesivos Planes Nacionales de Asignación (PNA) de derechos de emisión de gases de efecto invernadero 2005-2007 y 2008-2012 determinan las medidas a adoptar respecto a esta producción eficiente de la energía.

Como consecuencia de este escenario de planificación energética en el marco de la eficiencia, en julio de 2007 el Gobierno aprobó el Plan de Acción 2008-2012 de la “Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012”. En el apartado 6 del Resumen Ejecutivo de dicho Plan de Acción , se determina la financiación pública necesaria para llevar a cabo el Plan, que totaliza 2.366.500 Miles de €, estableciéndose, por tanto unos recursos medios anuales de 473.300 Miles de euros para cada periodo que

se incluye en el Plan de Acción, siendo, en el caso que nos ocupa, 2008. De esta cuantía, un 58,3%, es decir, 275.900 Miles de €, serán financiados con fondos provenientes de la Tarifa Eléctrica.

En cuanto al destino por sectores, en porcentaje de aplicación de estos fondos públicos, cabe destacar que, en términos absolutos, reciben más recursos “los sectores que requieren una mayor focalización e intensidad de los apoyos, por su extensión y dificultad de acceso con medidas y eficacia: edificios (34%), equipamiento (22,5%) y transportes (17,3%)”.

Cabe comentar que, como en años anteriores, de acuerdo con lo previsto en el artículo 46 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, “las empresas distribuidoras y comercializadoras, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda eléctrica, mejoren el servicio prestado a los usuarios”. El cumplimiento de los objetivos previstos en estos programas de gestión de la demanda, siempre que hayan sido aprobados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, podrá dar lugar al reconocimiento de los costes en que se incurra para su puesta en práctica.

Asimismo, y 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 regulación sectorial, se considera necesario que este Organismo informe la normativa derivada del Plan de Acción en 2008 que establezca la distribución y adjudicación de la referida partida económica, así como los mecanismos para la comprobación o inspección de la consecución de los objetivos de ahorro de electricidad.

Por último, varios miembros del Consejo Consultivo de Electricidad han puesto de manifiesto que, en su opinión, el texto del apartado 5 de la Propuesta de Orden vendría a resultar contrario a la reciente Sentencia¹³ del Tribunal Supremo por la que se anula el

¹³ Sentencia de la Sala Tercera del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, dictada en procedimiento de Recurso Ordinario 12/2006 interpuesto por Iberdrola S.A., cuyo fallo ha sido publicado en el BOE de 27 de noviembre de 2007.

artículo 5 del Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, que estableció la tarifa eléctrica para 2006.

En relación con ello, procede señalar que, a pesar de que el contenido del apartado 5 de la propuesta de Orden es idéntico al contenido del precepto anulado del Real Decreto 1556/2005, los dos preceptos no tienen idéntico soporte legal, siendo ello consecuencia, en primer lugar, de la adopción del Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio y, posteriormente, de la entrada en vigor de la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE.

Las citadas normas, ambas de rango legal, han introducido modificaciones en el texto de la Ley 54/1997, en virtud de las cuales no resultan aplicables (o, al menos, automáticamente aplicables) a la Propuesta de Orden de tarifa para 2008 los argumentos que sirven de fundamento a la citada sentencia del Tribunal Supremo, referidos a la interpretación de los preceptos de la Ley 54/1997 en su anterior redacción, vigente a la fecha de publicación del Real Decreto 1556/2005, cuya legalidad se enjuiciaba en dicha sentencia.

Efectivamente, la sentencia de referencia anula el artículo 5 del Real Decreto 1556/2005, según se razona en su Fundamento Jurídico Séptimo, sobre la base de que *“La tarifa eléctrica posee una estructura diseñada por el legislador en el artículo 17 de la Ley del Sector Eléctrico, en cuyo apartado primero se enumeran los cinco conceptos antes señalados (costes de producción, peaje por transporte y distribución, costes de comercialización, costes permanentes del sistema y costes de diversificación y seguridad del abastecimiento, en términos que no admiten la inclusión en la misma de otros elementos.”* Prosigue el Fundamento Jurídico haciendo mención de la expresión literal del precepto legal citado, *“estas tarifas incluirán en su estructura los siguientes conceptos”*, para añadir que, *“Además del mero criterio del tenor literal del precepto, la relevancia de la tarifa en el sistema eléctrico establecido por la Ley del sector y la detallada delimitación por la ley de los mencionados componentes de la tarifa en diversos preceptos de su título III impiden interpretar el precepto de manera abierta en el sentido de que puedan añadirse otros costes que los citados en la previsión de la tarifa.”*

Es decir, el Tribunal Supremo considera en su sentencia que la relación de costes definidos por el legislador en el artículo 17 de la LSE es una relación cerrada y exhaustiva de los conceptos que pueden ser incorporados a la tarifa eléctrica, relación a la que no podrían ser incorporados, por la vía de disposición reglamentaria, otros conceptos.

Sin embargo, el Real Decreto-Ley 7/2006, entre las modificaciones que introduce en la Ley 54/1997, incorpora al texto de la misma una Disposición Adicional Vigésima primera *“Metodología para la aprobación o modificación de la tarifa eléctrica media a partir del 1 de julio de 2006”*, cuyo apartado 1 establece que *“1.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.”*

Esta norma, con rango de ley, no modificó formalmente el artículo 17.1 de la Ley del Sector Eléctrico, pero sí vino a alterar su significado material, ya que habilitó al Gobierno a determinar los costes susceptibles de ser incluidos en la tarifa media sin vinculación a una relación legalmente tasada (cerrada) de conceptos tarifarios. Es decir, la disposición adicional vigésima primera de la LSE, introducida por el Real Decreto-Ley 7/2006, ha convertido el *numerus clausus* de costes susceptibles de ser incluidos en la estructura de la tarifa en un *numerus apertus*, esto es, en una relación no necesariamente agotadora ni exhaustiva y, por ello, susceptible de ser adicionada (aunque no recortada) mediante nuevos costes determinados por el Gobierno.

Igualmente, la Ley 17/2007, sin alterar el texto de la mencionada Disposición Adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 (que se mantiene, por tanto, en los términos recién expuestos), ha introducido cambios de mucho mayor alcance -diseñando un sistema basado en la desaparición a medio plazo de la tarifa integral de suministro y la creación de la tarifa de último recurso- en un calendario fijado en la nueva Disposición adicional vigésimo cuarta de la Ley del Sector Eléctrico.

Por lo que se refiere a la tarifa integral de suministro, su régimen transitorio (hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso), viene establecido en la Disposición transitoria segunda de la Ley 17/2007 (*Suministro a tarifa de*

los distribuidores), en cuyo texto, entre otros extremos, se declara expresamente el carácter no cerrado ni exhaustivo de los costes que, enumerados en el mismo, han de ser incluidos en el cálculo de la tarifa.

El apartado 1 de dicha Disposición transitoria segunda, en su párrafo tercero, establece: *“El Gobierno establecerá una metodología para su cálculo que incluirá, entre otros, el coste de producción de energía eléctrica, los costes de transporte y distribución de energía eléctrica, los costes de comercialización, los costes permanentes del sistema y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.”*

La redacción anterior comporta, así pues, una vinculación positiva para el titular de la potestad reglamentaria en cuanto a los costes relacionados en el precepto (los cuales no pueden dejar de ser incluidos en el cálculo de la tarifa), pero no comporta una vinculación negativa en cuanto a otros costes no mencionados en la relación, respecto de los cuales el legislador ha dejado explícitamente abierta la posibilidad de su inclusión mediante la expresión *“...entre otros...”*.

Pues bien, es a este nuevo marco legal al que ha de someterse la propuesta de tarifas para 2008, marco que –cabe insistir– no fue (ni pudo ser) tomado en consideración en la sentencia del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, en la que se enjuició la legalidad de una disposición reglamentaria anterior al mismo.

No obstante lo anterior, procede señalar que las disposiciones legales citadas habilitan al Gobierno (y no al Ministro de Industria, Turismo y Comercio), por lo que la inclusión de costes tarifarios distintos de (o añadidos a) los legalmente previstos ha de ser decidida por el Consejo de Ministros, esto es, se ha producir mediante norma reglamentaria con rango de Real Decreto.

5.5 Costes permanentes del sistema

5.5.1 Costes e ingresos de las empresas extrapeninsulares

En la propuesta de Orden que se informa, se contempla para 2008 unas cuotas inferiores en un 6-7 % a las de 2007 en concepto de “*Compensación insulares y extrapeninsulares*” (del 4,988 % y del 19,794 % sobre la facturación a tarifa integral y a tarifa de acceso, respectivamente). En la misma propuesta se establecen también, de forma explícita, las retribuciones al transporte (118.485 miles de euros, lo que supone un incremento anual del 22,7%), distribución (283.382 miles de euros en 2007, actualizables a 2008 mediante el nuevo mecanismo de retribución de la distribución) y gestión comercial de las empresas distribuidoras (19.809 Miles de euros, prácticamente idéntico al coste de 2008). Se ha de recordar que estas partidas ya habían sufrido unos incrementos en 2007 respecto a 2006 que ascendieron al 19,5%, 9,3% y 2,1%, respectivamente.

Asimismo, se incluyen dentro de los costes permanentes las cuantías correspondientes a la anualidad que resulta para recuperar linealmente el valor actual neto de los distintos déficit de ingresos de las actividades reguladas. Entre dichas cuantías se incluyen 97.282 miles de euros, en concepto anualidad den 2008 del déficit extrapeninsular hasta 31 de siembre de 2005. En este sentido, con fecha 2 de octubre de 2007 la Dirección General de Política Energética y Minas aprobó el importe complementario a las compensaciones del periodo 2001 a 2005 en 921 M€ a 31 de diciembre de 2005 (compensación definitiva). Dentro de los costes permanentes también se han incluido una partida correspondiente al Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular (36.781 miles de euros).

Asimismo, se establece el procedimiento de liquidación a realizar por OMEL de la energías vendidas y compradas a través del despacho económico de la generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) desde el día 1 de enero de 2006 hasta el 4 de noviembre de 2007, fecha en que la Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, asigna al operador del sistema las funciones de liquidación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

La Comisión ha estimado para 2008 la “*Compensación insulares y extrapeninsulares*” como diferencia entre el coste de generación en régimen ordinario en los sistemas insulares y extrapeninsulares (SEIE), calculado según lo establecido en las Ordenes de

desarrollo del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, y los ingresos derivados de las adquisiciones de energía por parte de los distribuidores y comercializadores, a precio medio del mercado peninsular.

Las hipótesis generales que se adoptan en este cálculo corresponden a la energía y coste del régimen ordinario en b.c. que ha proporcionado REE. Se ha tomado la media de los dos escenarios propuestos en algunos SEIE (en Ceuta y en Melilla).

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%
TOTAL COSTES DE GENERACIÓN	13.794	109,5	1.511	14.656	129,1	1.892	15.573	129,2	2.012	6,3%

Los costes del suministro eléctrico en los SEIE y la “*Compensación insulares y extrapeninsulares*” calculados por la CNE para 2008, son los siguientes:

1 COSTE DE GENERACIÓN REGIMEN ORDINARIO

		Producción b.c. Régimen ordinario (GWh)	Coste fijo M€	Coste Variable M€	Coste Total M€	Coste variable €/MWh	Coste unitario €/MWh
BALEARES	Mallorca-Menorca	5.100	136	302	438	59	86
	Ibiza-Formentera	806	18	67	85	83	105
Total Baleares		5.906	154	369	523	62	88
CANARIAS	Gran Canaria	3.578	87	405	492	113	137
	Tenerife	3.469	88	406	494	117	142
	Lanzarote-Fuertevente	1.571	38	154	192	98	122
	La Palma	250	15	28	43	112	172
	La Gomera	73	4	11	15	146	202
	Hierro	40	1	7	9	182	219
Total Canarias		8.982	233	1.011	1.244	113	138
CEUTA		278	17	28	46	102	164
MELILLA		233	16	25	41	106	176
TOTAL SEIE		15.399	421	1.433	1.853	93	120

	Producción b.c. Régimen ordinario (GWh)	Coste Variable €/MWh	Coste unitario €/MWh	Coste Total M€
escenario bajo	15.399	84	111	1.710
escenario medio		93	120	1.853
escenario alto		102	130	1.997

2 LIQUIDACIÓN DESPACHO

	Demanda b.c.(GWh)	Precio Mdo.Final (€/MWh)	Liquidación (M€)
escenario bajo	16.380	53,7	880
escenario medio		59,2	969
escenario alto		64,6	1.058

3 COMPENSACIÓN (1) - (2)

	M€
escenario bajo	830
escenario medio	884
escenario alto	939

La compensación se ha de calcular como diferencia entre los ingresos aportados por la energía demandada total en los SEIE en el despacho de costes variables, a precio del mercado peninsular, y el coste de generación en régimen ordinario.

5.5.2 La retribución al Operador del Sistema Peninsular y Extrapeninsular

De acuerdo con la información que acompaña la propuesta Orden de tarifa eléctrica para 2008, la retribución asignada a REE por la actividad de Operador de Sistema asciende a 36.781 miles de euros, lo que supone un incremento de 6,2% respecto de la previsión de

cierre para 2007 realizada por esta Comisión, y un 3,6% respecto a la retribución considerada en el Real Decreto 1634/2006 (véase Anexo IV).

5.5.3 La retribución al Operador del Mercado

En la información que acompaña a la propuesta de Orden se asigna una retribución al Operador del Mercado con cargo a la tarifa de 2008 de 10.753 miles de euros, un 3,6 % superior a la considerada en el RD 1634/2006 y un 5,4% superior a la previsión de cierre para 2007.

En relación con lo anterior es necesario señalar que, de acuerdo a lo establecido en la Ley del sector eléctrico, el Operador del Mercado debe financiarse mediante los precios que cobre a los agentes que participen en el mercado por los servicios que presta, si bien, temporalmente, una parte de su retribución podrá tener la consideración de coste permanente de funcionamiento del sistema.

Esta Comisión considera que la entrada en funcionamiento del mercado ibérico de electricidad el pasado 1 de julio de 2007 hace necesario que el Operador del Mercado pase a financiarse con cargo a los servicios prestados, con el objeto de que los gastos de dicha actividad se distribuyan equitativamente entre los sujetos de ambos países, financiándose con cargo a la tarifa eléctrica en tanto en cuanto no se establece el sistema de financiación con cargo a los servicios prestados en el ámbito del MIBEL.

En el Anexo V del presente informe se analiza en detalle la retribución del Operador del Mercado.

5.5.4 Plan de viabilidad ELCOGÁS

Mediante Resolución, de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría de Industria, Turismo y Comercio se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa Elcogás, S.A. Dicho Plan de Viabilidad se recoge en el Anexo de la citada Resolución.

En el apartado uno.1 de la mencionada disposición se aprueba el Plan de Viabilidad a favor de ELCOGAS, S.A. de acuerdo con la Disposición adicional vigésima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico. Dicho plan de viabilidad consistirá en aportaciones anuales a fondo perdido con cargo a la tarifa eléctrica. Estas aportaciones se devengarán a partir del 1 de julio de 2006, durante un periodo de diez años.

En cumplimiento de lo contemplado en el anexo uno.7 de dicha Resolución, que establece que *“A efectos de la elaboración de la tarifa eléctrica del año $n+1$, la Comisión Nacional de Energía presentará antes del 1 de noviembre del año n una propuesta de aportación anual por concepto de plan de viabilidad de “Elcogás, Sociedad Anónima” correspondiente al año n ”*, la CNE elaboró el oportuno informe, que ha sido aprobado por su Consejo de Administración en la sesión de fecha 30 de octubre de 2007, y que se adjunta como Anexo VI al presente informe.

La propuesta de Orden establece en el punto 9 del artículo 1 una cantidad provisional de 75.561 miles de euros en concepto de plan de viabilidad para Elcogás, S.A, cifra que coincide con la aportación anual estimada por la Comisión Nacional de Energía sobre la base de las premisas y los cálculos expuestos en el citado informe.

5.6 Costes de seguridad de diversificación y seguridad de abastecimiento

5.6.1 Régimen Especial

5.6.1.1 Previsión de energía y coste del régimen especial del año 2008

A continuación, se muestra la previsión de energía y potencia del régimen especial (e instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 45 del RD 661/2007) correspondiente al sistema español (peninsular y extrapeninsular) y su retribución total en un escenario medio en 2008, y el cierre previsto de 2007.

		Previsión de Cierre 2007			Previsión 2008		
Opción venta	Tecnología	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R.Especial (Miles €)	Energía Vendida (GWh)	Potencia Instalada (MW)	Retribución Total del R.Especial (Miles €)
Ventas a tarifa a través de distribuidora	Cogeneración	4.801	1.778	398.485	5.225	1.935	433.684
	Solar	429	409	185.888	1060	700	467.341
	Eólica	774	492	51.462	20	200	5.482
	Hidráulica	2.122	965	154.225	774	492	52.362
	Biomasa	796	265	62.987	2122	965	156.960
	Residuos	1.009	246	55.476	1.346	449	108.440
	Trat. Residuos	2.785	480	257.679	1.009	246	55.454
Total distribuidora		12.716	4.635	1.166.202	3.769	650	348.750
Participación en Mercado de ofertas	Cogeneración	12.565	4.654	839.248	15.325	5.637	1.628.473
	Eólica	25.802	12.796	2.021.192	13.675	5.065	1.117.718
	Hidráulica	2.277	1.035	179.062	29.935	14.488	2.864.373
	Biomasa	1.899	633	149.334	2.278	1035	216.601
	Residuos	1.452	354	92.161	3.214	1071	309.236
Trat. Residuos	839	145	54.455	1451	354	116.438	
Total mercado		44.834	19.617	3.335.452	50.553	22.013	4.624.366
Total		57.550	24.252	4.501.654	65.878	27.650	6.252.839

La previsión de régimen especial correspondiente a los sistemas extrapeninsulares es la siguiente:

Año	Cogeneración		Solar		Eólica		Hidráulica		BioGas		Residuos		TOTAL	
	Energía vertida (GWh)	Potencia Instalada (MW)												
2007	8	43	15	13,5	483,8	286,1	1	1,6		4,3	208,0	77	715,8	425,5
2008	12	48	23	20,7	726,9	429,9	3	2,7	2	8,5	213,9	79,2	980,87119	589

En aplicación del Real Decreto 1432/2002, la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa eléctrica para el año 2008 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 11ª de la Ley 54/97.
- Se incluyen tanto las instalaciones que están vendiendo electricidad a tarifa regulada como las que están vendiendo a precio de mercado más prima. Se incluyen también las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima o incentivo y tienen una potencia instalada superior a 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 estima un crecimiento de potencia eólica en el año 2007 de 1.500 MW y de 1.700 MW en 2008.
- Se prevé un fuerte crecimiento en el número de potencia autorizada para las instalaciones fotovoltaicas, hasta 1523 MW 2008, no obstante, para el cálculo de la tarifa se ha considerado una potencia equivalente en funcionamiento durante todo el año de 700 MW.
- Se considera una hidraulicidad media para los años 2007 y 2008.
- Se estima un incremento de la cogeneración del 7% en el año 2007 frente a 2006, ya que, pese a haberse producido un ligero decremento en el periodo enero-junio de 2007 respecto al mismo periodo del año anterior, se espera una recuperación en los últimos meses del año como consecuencia de la aplicación del Real Decreto 661/2007.
- Para el resto de tecnologías, se considera el tipo de funcionamiento medio de los últimos años.

Se incluye a continuación un cuadro con la potencia real instalada a final de cada año en el periodo 2003-2006, por tecnología, así como la potencia prevista para los años 2007 y 2008.

Potencia Instalada a final de cada año (MW)	2003	2004	2005	2006	2007	2008

Cogeneración	5.663	5.785	5.797	5.936	6.432	7.000
Solar	10,8	21,5	43,8	139,2	409	1.900
Eólica	6.323	8.524	10.083	11.744	13.288	14.980
Hidráulica	1.643	1.690	1.748	1.846	2.000	2.000
Biomasa	438	452	496	537	898	1520
Residuos	464	582	582	592	600	600
Trat. Residuos	419	468	537	623	625	650
TOTAL						
R.ESPECIAL	14.962	17.524	19.288	21.418	24.252	28.650

Previsión del Precio:

- Se considera en 2008 una actualización de las tarifas y primas conforme a lo dispuesto en el Real Decreto 661/2007.
- El precio medio de mercado aplicable a las instalaciones que participan en el mercado de producción durante el año 2007 es el real por tecnología.
- En línea con lo reflejado en otros apartados del presente informe, se han considerado tres escenarios de precios de mercado para el año 2008.
- 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:

	Ventas de energía (GWh)	Coste Total (M€)	Precio Mercado €/kWh	Importe de la Prima Equivalente (M€)
tarifa 2008				
Escenario Central	65.878	6.253	59,15	2.356

5.6.1.2 Propuesta de primas y tarifas para la cogeneración con gas natural y para las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos que utilizan el gas natural

Según la información que se acompaña a la propuesta de Orden, en virtud de lo previsto en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, se procede a la actualización anual o trimestral, según corresponda, de las tarifas, primas, límites superior e inferior y determinados complementos, de las instalaciones recogidas en el mismo.

- Actualizaciones trimestrales.

Las actualizaciones trimestrales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, para las siguientes instalaciones:

1. Subgrupos a.1.1 y a.1.2 en función de las variaciones de los valores de referencia de los índices de precios de combustibles definidos en el anexo VII y el IPC.
2. Grupo c.2, de igual manera que las instalaciones del subgrupo a.1.2 del rango de potencia entre 10 y 25 MW que utilicen fueloil.
3. Para las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, de igual manera que las instalaciones de los subgrupos a.1.1 y a.1.2..

La CNE ha detectado un error en la aplicación de los parámetros A y B correspondiente a la actualización de las instalaciones con tramo de potencia $P < 0,5$ MW y con Fuel como combustible.

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia utilizados para la actualización han sido, un decremento de 211 puntos básicos para el IPC (variación del 1,846 por ciento en el segundo trimestre y de -0,265 por ciento en el tercer trimestre, según datos del INE), una reducción del 1,6963 por ciento para el precio del Gas Natural (valores de referencia de 99,32 y 97, 64 para el segundo y tercer trimestre respectivamente) y un incremento del 7,57 por ciento para el precio del Gasóleo, el GLP y el Fuel (valores de referencia de 103,69 y 111,53 para el segundo y tercer trimestre respectivamente, equivalentes a las medias trimestrales del coste CIF publicado por CORES en los correspondientes Boletines de Hidrocarburos).

- Actualizaciones anuales.

Las actualizaciones anuales se realizan, de acuerdo al procedimiento establecido en el anexo VII del Real Decreto 661/2007 o a la aplicación directa de la variación del índice de referencia, según se recoja en el propio real decreto citado, según corresponda, para las siguientes instalaciones:

1. Para las instalaciones del subgrupo a.1.4 y del grupo a.2, en función de la evolución del precio del carbón y del IPC, respectivamente, según el Anexo VII del citado real decreto.
2. Para las instalaciones de la categoría b), del subgrupo a.1.3, y de la disposición transitoria décima, tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.
3. Para las instalaciones de los grupos c.1 y c.3, tomando como referencia el incremento del IPC . Respecto de la actualización del grupo c.4, el RD 661/2007 establece que se realizará atendiendo al incremento del IPC, así como la evolución del mercado de electricidad y del mercado del carbón en los mercados internacionales, sin especificar en qué medida afecta cada parámetro a dicha actualización.
4. Para las instalaciones acogidas al apartado 2 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, tomando como referencia el incremento del IPC.
5. Para las instalaciones acogidas al apartado 3 de la disposición adicional sexta del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, *“con el mismo incremento que les sea de aplicación a las instalaciones de la categoría a.1.1.”* En este punto se ha de señalar que el incremento de este subgrupo es diferente según unos tramos de potencia definidos, y el RD 661/2007 no especifica qué incremento sería de aplicación para estas instalaciones.

Las variaciones anuales de los índices de referencia utilizados han sido, un incremento del IPC de 360 puntos básicos y un incremento del precio del carbón del 5,9 por ciento.

Igualmente se procede a la revisión del valor del complemento por energía reactiva regulado en el artículo 29.1 del Real Decreto 661/2007, si bien en dicho artículo no se especifica la forma de actualización de este valor, y del complemento por continuidad de suministro frente a huecos de tensión tomando como referencia el incremento del IPC menos 25 puntos básicos.

La CNE considera en primer lugar que se debe clarificar en la OM que se informa las indefiniciones existentes en el RD 661/2007 sobre la actualización de los tarifas y primas

de referencia de las instalaciones acogidas al del subgrupos c.4, del apartado 3 de la disposición adicional sexta de dicho Real Decreto, así como el valor del complemento por energía reactiva definido en el artículo 29.1

Por otra parte, según la información que acompaña a la propuesta de OM, los precios de suministro de gas natural a los cogeneradores habrían experimentado una reducción del 1,6963% en el tercer trimestre de 2007, en comparación con el segundo.

La CNE desconoce la información relativa a los índices de precios de gas natural utilizados en la actualización trimestral de la tarifa y primas de las instalaciones de cogeneración y de las acogidas a la disposición transitoria del RD 661/2007, de 25 de mayo. La realidad parece indicar que el precio del gas natural que se utiliza en este tipo de instalaciones no ha disminuido.

Según información aportada por miembros del Consejo Consultivo, en el mismo período - entre el segundo y el tercer trimestre de 2007- el petróleo importado en España ha experimentado un incremento del 7,57%, el CMP¹⁴ ha subido un 11,8% y la tarifa de gas natural para uso como materia prima (producción de amoniaco) también ha subido, un 9,3%. Según estas mismas fuentes los precios de los contratos de los cogeneradores están fuertemente correlacionados con la del petróleo y sus derivados, lo que se ha traducido, de media, en un incremento que se sitúa entre la subida del petróleo (7,57%) y la del CMP (11,8%), y aparte habría que descontar la reducción experimentada en el tipo de cambio (-2,88%)¹⁵.

¹⁴ Cmp: coste unitario de la materia prima (gas natural). Es fijado trimestralmente por resolución del DGPEM y sirve de referencia para las tarifas integrales de suministro de gas natural.

¹⁵ Los índices que se toman como referencia en las indexaciones son los precios publicados por el líder mundial en información energética, PLATT'S. Para la cesta de productos derivados, suelen tomarse las cotizaciones NWE (North West Europe) y/o las cotizaciones MED (Mediterranean). Cada trimestre, se recalculan los precios, aplicando la fórmula del contrato, en función de la evolución del tipo de cambio, del petróleo y, en su caso, de la cesta de productos:

- Para el tipo de cambio, suele emplearse el método '3-0-3': se calcula la media del tipo de cambio en el último trimestre y se aplica al siguiente.
- Para el Brent y la cesta de productos suele emplearse el método '6-0-3': se calcula la media de las cotizaciones de cada producto en el último semestre y se aplica al trimestre siguiente.

No obstante lo anterior, la CNE considera que la variación real durante el último trimestre del CMP es de 6,82%, tomado como datos los valores establecidos en las últimas disposiciones vigentes¹⁶.

La CNE considera que el índice de referencia del combustible utilizado para la actualización de tarifas y primas de las cogeneraciones que utilizan gas natural, debería ser objetivo y transparente, de forma análoga al utilizado para el subgrupo a.1.2..

En este sentido la CNE considera que el valor del CMP u otro similar que se pudiera definir y se ajuste a las referencias de los contratos de gas, podría ser utilizado como índice de referencia previsto en el Anexo VII del Real Decreto 661/2007, previa modificación de dicho Anexo por el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, ya que está habilitado para ello.

Si se utilizase el CMP como valor base para la elaboración del índice de combustible utilizado en la actualización de los grupos a.1.1 y de la disposición transitoria segunda, las tarifas y primas de referencia correspondientes experimentarían un incremento del 3,65% para el tramo de potencia $P < 1\text{MW}$, de un 4,32% para las del rango $1 < P \leq 10\text{ MW}$, de un 4,43% en el tramo $0 < P \leq 25\text{ MW}$ y finalmente de un 4,6% para las instalaciones con potencia comprendida entre 25 y 50 MW.

5.6.2 Incentivo al consumo de carbón autóctono

A la fecha de realización del presente informe están pendientes de aprobación por la Unión Europea los nuevos planes para el carbón desde 2007. En la propuesta de Orden

¹⁶ Resolución de 9 de abril de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicas las tarifas de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.: $\text{CMP}=0,019970\text{ €/kWh}$

Resolución de 3 de octubre de 2007, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se hacen públicas las tarifas de suministro de gas natural, el coste unitario de la materia prima y el precio de cesión.: $\text{CMP}=0,021332\text{ €/kWh}$

se incrementa el coste que fuera establecido en el RD 1634/2006 (79.800 miles de euros), hasta los 93.087 miles de euros.

5.6.3 Moratoria Nuclear

La Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos de 30 de marzo de 2006 acordó aprobar los términos de modificación del Fondo de Titulización de Activos (FTA) resultantes de la Moratoria Nuclear.

Según los términos recogidos en la escritura de modificación del FTA, en la fecha de pago de 26 de abril de 2006 no se amortizó el principal del préstamo B, aunque sí se satisficieron los intereses correspondientes a esa fecha. En consecuencia, se produjo un exceso de los ingresos percibidos por la afectación del porcentaje de la facturación durante 2006, con lo que el saldo de caja a 31 de diciembre de 2006 se situó en 206 Millones de euros.

A raíz de lo anterior, se constituye un nuevo depósito (Cuenta de Tesorería) desde una fecha de pago hasta la siguiente fecha de pago, por el importe remanente de los fondos no utilizados en la primera fecha de pago indicada, retribuido a EURIBOR – 0,15%. El saldo de la nueva Cuenta de Tesorería constituida, incluyendo los intereses de remuneración de la misma, se aplicará a cubrir el déficit que se origine en los ejercicios siguientes entre los Recursos Necesarios y los Recursos Disponibles. Estas magnitudes incluyen los siguientes conceptos:

- Los Recursos Necesarios incluyen la suma de gastos corrientes, comisiones, intereses devengados y cuota de amortización del Préstamo B (que tras la modificación del FTA es constante por importe anual de 61,25 Millones de euros) , el importe neto de la liquidación de los swaps contratados para fijar el tipo de interés de la financiación, cuando aquélla sea a cargo del fondo, y excepcionalmente, en la primera fecha de pago de cada año (26 de enero), la diferencia, de ser positiva, entre el principal pendiente del préstamo a 31 de diciembre del año anterior y el Importe Pendiente de Compensación a 31 de diciembre del mismo año.

- Los Recursos Disponibles incluyen la suma de ingresos por el porcentaje de la factura eléctrica afecto a la moratoria nuclear, ingresos derivados de la garantía del Derecho de Compensación establecida por el artículo 23 del RD 2202/1995, ingresos derivados de los nuevos importes mínimos garantizados, y otros recursos netos que incluyen los intereses obtenidos por la Cuenta de Tesorería que no hayan sido utilizados para pagos en anteriores fechas de pago, y las cantidades netas percibidas en virtud de la liquidación de los *swaps*.

Durante el ejercicio 2008 se presume que la caja disponible será suficiente para cubrir todos los pagos del Fondo. En consecuencia, con el contexto regulatorio existente, se considera adecuada la cuota de 0,02% establecida en el Real Decreto 1634/2006.

5.7 Déficit de actividades reguladas

En el Anexo I del presente informe se analiza el impacto que los sucesivos déficit reconocidos sobre las tarifas de acceso, detallándose las hipótesis de cálculo consideradas, por lo que en el presente epígrafe únicamente se detallan las diferencias entre las anualidades incorporadas en la propuesta de Orden y las estimadas por esta Comisión.

5.7.1 Anualidad correspondiente al coste derivado de las revisiones del coste de generación extrapeninsular entre 1 de enero de 2000 y 31 de diciembre de 2005

En el punto 8 del artículo 1 de la propuesta de Orden se establece que la anualidad para 2008 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos derivado de las revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005 asciende a 97.337 miles de euros, cifra inferior en 93.955 miles de euros a la anualidad calculada por esta Comisión 191.292 miles de euros.

Cabe señalar que la diferencia entre ambas cifras se debe fundamentalmente a que esta Comisión ha tenido en cuenta que el artículo 94 de la Ley 53/2002 establece que entre el 1 de enero de 2003 y 31 de diciembre de 2010, la tarifa del año correspondiente incluirá como un coste más la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones¹⁷ del coste de generación extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002. Es decir, se han calculado dos anualidades con diferente horizonte temporal y diferentes condiciones de amortización: la primera por importe de 142.121 miles de euros destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a 2001 y 2002, de acuerdo con lo establecido en la Ley 53/2002, y la segunda por importe de 49.172 miles de euros destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular 2003, 2004 y 2005 (de acuerdo con lo establecido en la propuesta de Orden).

5.7.2 Desajuste de ingresos en la liquidación de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002

El punto 5 del artículo 1 de la propuesta de Orden establece en 220.760 miles de euros la anualidad para 2008 necesaria para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de actividades reguladas, excluida las revisiones de los costes de generación extrapeninsular. Esta cantidad es inferior en 4.339 miles de euros a la anualidad calculada por esta Comisión (225.099 miles de euros).

5.7.3 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

¹⁷ Establecidos 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 punto 6 del artículo 1 de la propuesta de Orden se establece que la anualidad necesaria en 2008 para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005 asciende a 379.461 miles de euros.

La anualidad provisional correspondiente al año 2008 del déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al año 2005 calculada por esta Comisión, asciende a 387.958 miles de euros, superior en 8.497 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden.

Cabe señalar que dicha diferencia puede ser debida a las discrepancias¹⁸ encontradas en relación con el tipo de interés empleado en la actualización del valor a 31 de diciembre de 2006 del derecho reconocido correspondiente al déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas en el año 2005. En concreto, el valor base actualizado a 31 de diciembre de 2006 que se recoge en el preámbulo de la Orden ITC/2334/2007 (3.896.300,88 miles de euros) no se corresponde con la actualización del valor base del déficit de 2005 aplicando el tipo de interés en base Act/365 (página Telerate 249), tal y como se establece en la propia Orden (3.898.216,57 miles de euros).

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

El punto 6 del artículo 1 de la propuesta de Orden establece con carácter provisional en 208.930 miles de euros la anualidad necesaria para recuperar el valor actual del déficit correspondiente al ejercicio tarifario 2006.

¹⁸ En su sesión del 13 de diciembre de 2007 el Consejo de Administración de la CNE aprobó un informe en el que se ponen de manifiesto las discrepancias encontradas en lo que se refiere al valor actualizado a 31 de diciembre de 2006 del derecho reconocido correspondiente al déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas en el año 2005. Asimismo acordó comunicar dichas discrepancias a la DGPEYM y proponer a la Dirección General que subsane las mismas, mediante los trámites oportunos.

Esta Comisión ha estimado en 210.242 miles de euros la anualidad necesaria para recuperar el déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas, superior en 1.312 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden.

5.7.5 Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007

El Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007, reconoce ex ante un déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas de 750 Millones de euros correspondiente al primer trimestre de 2007 y, asimismo, establece que, en los reales decretos posteriores por los que se modifiquen las tarifas eléctricas, se reconocerá ex ante un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas, en cuyo cálculo se tendrá en cuenta el déficit o superávit de trimestres anteriores, limitando la cantidad máxima para el año 2007 en 3.750 Millones de euros.

Según el Real Decreto 1634/2006, dichos déficit se financiarán con los ingresos que se obtengan mediante la subasta de los derechos de cobro correspondientes, que consistirán en el derecho a percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución. Estos derechos de cobro reconocidos deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años.

El Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007 reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007 que asciende a otros 750 Millones de euros. Por tanto, a fecha de elaboración del presente informe hay un importe acumulado de 1.500 Millones de euros.

La Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta precisa el contenido y

20 de diciembre de 2007

características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas, estableciendo las normas básicas que regulan tanto el procedimiento de subasta del derecho como su ingreso y abono.

El pasado 27 de noviembre de 2007 tuvo lugar la subasta de los 1.500 Millones de euros. La CNE, en su condición de gestor de la subasta, y a la vista de la situación de los mercados financieros y de las ofertas presentadas acordó la no adjudicación de los derechos de cobro.

Por otra parte, la Orden ITC/2794/2007, de 27 septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007 establecía en el punto 1 de la Disposición adicional única el mandato a la Comisión del cálculo de la previsión del déficit de ingresos ex ante a reconocer en las liquidaciones de las actividades reguladas que se genere entre el 1 de octubre de 2007 y el 31 de diciembre de 2007.

En cumplimiento de dicho mandato esta Comisión ha elaborado el oportuno informe que ha sido aprobado por su Consejo de Administración en la sesión de fecha 13 de diciembre de 2007, y que se adjunta como Anexo VII al presente informe. De acuerdo con las hipótesis contenidas en dicho informe se ha estimado en 745.193 miles de euros el déficit de las actividades reguladas previsto para ejercicio 2007.

Finalmente, en la Exposición de motivos de la propuesta de Orden se extiende la aplicación de la metodología de la Orden ITC/3315/2007, del 15 de noviembre, relativa minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007. Esta Comisión ha estimado, con carácter provisional, en 50.842 Millones de euros el importe de los derechos de emisión para 2007.

En consecuencia, teniendo en cuenta que la Orden PRE/2017/2007 establece en el punto 3 del artículo 8 que la cantidad no adjudicada podrá ser incorporada en la subasta siguiente y que, previsiblemente, en el momento que se celebró dicha subasta se conocerá el déficit correspondiente al ejercicio 2007, se ha estimado la anualidad a

imputar por este concepto en el escandallo de costes para el año 2008, aplicando las condiciones establecidas en la Orden PRE/2017/2007 y suponiendo que hay un único adjudicatario por 694.351 miles de euros con un diferencial nulo sobre euribor (hipótesis conservadora).

Con estas hipótesis la anualidad a imputar en 2008 por este concepto asciende a 67.950 miles de euros, cifra inferior en 26.127 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden.

Por último, se considera importante señalar que la propuesta de Orden no habilita los porcentajes sobre la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a que se hace referencia en el artículo 1.10 del Real Decreto 1634/2007, si bien se establece que a los efectos de su liquidación y cobro estos costes se considerarán un ingreso de las actividades reguladas. Esto significaría que el sistema de cobro ha pasado de considerarse como un porcentaje afecto a la tarifa a ser una cantidad fija. Cabe señalar que este cambio recogido en la propuesta de Orden va en contra de lo establecido al respecto en el Real Decreto 1634/2006. La modificación en ese sentido ha de contenerse en una norma de mayor rango que la Orden. Dicho cambio implicaría que el derecho de cobro correspondiente al déficit ex ante de 2007 recibiría un tratamiento similar al del derecho de compensación por desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003, y al tratamiento previsto en la propuesta de Orden para el déficit de ingresos reconocido ex ante en 2008 (ver siguiente epígrafe). Esto facilitaría, además, la celebración conjunta de la subasta de los derechos del déficit ex ante 2007 y del déficit ex ante 2008 por tratarse de productos con las mismas características.

5.7.6 Déficit de ingresos reconocido ex ante en 2008

En el punto 11 del artículo 1 de la propuesta de Orden se reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones reguladas que se generará entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2008 que asciende a un máximo de 1.200 Millones de euros.

Asimismo se establece la regulación básica del déficit reconocido ex ante para 2008. En concreto, establece que dicho déficit reconocido ex ante se financiará con los ingresos que se obtengan de la subasta de los derechos a percibir un importe mensual de los ingresos del sistema eléctrico.

La *anualidad* destinada al pago de los derechos correspondientes a los déficit ex ante reconocidos durante 2008 será la que corresponda para recuperar linealmente las cantidades financiadas durante un periodo de 15 años, se establecerá mediante Orden y se revisará anualmente. La anualidad se calculará utilizando como tipo de interés el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año al que corresponde la anualidad incrementada con el diferencial que resulte del procedimiento de subasta.

El *importe pendiente de compensación* de cada año se calculará mediante la actualización del saldo pendiente de cobro a 31 de diciembre del año anterior de acuerdo con el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año en el que hayan de aplicarse los importes correspondientes, incrementado en el diferencial que resulte del procedimiento de subasta (con la excepción del año 2008, en que se utilizará el EURIBOR a tres meses de noviembre de 2008), y deduciendo los pagos correspondientes al año en curso. En todo caso, la deducción de los pagos correspondientes a los periodos en curso a efectos de la actualización comprenderá únicamente los efectivamente realizados durante los mismos.

Por último, habilita al Secretario General de Energía a regular mediante Resolución las características de los derechos y cobro y el procedimiento de subastas para su cesión.

Esta Comisión considera importante señalar que la regulación del déficit reconocido ex ante para 2008 introduce ciertas modificaciones respecto a la regulación establecida en el Real Decreto 1634/2006 en relación con el déficit reconocido ex ante para 2007 (ver último párrafo del epígrafe anterior).

En particular, la propuesta de Orden modifica el tratamiento del déficit reconocido ex ante, cuyo cobro ya no se vincula a un porcentaje sobre la tarifa de suministro y la tarifa de

acceso, sino que se establece que la anualidad considerada en cada ejercicio tarifario será la que realmente percibirán los adjudicatarios de la subasta, siendo los pagos mensuales constantes. Esta modificación está en línea con la propuesta contenida en el *Informe sobre el desarrollo del procedimiento de subasta del déficit reconocido ex ante en las liquidaciones de las actividades reguladas* que se adjunta como anexo VIII.

No obstante, siguen quedando pendientes algunos aspectos susceptibles de ser mejorados, alguno de los cuales también se recogen en el citado informe.

En primer lugar, se consideraría más adecuado emplear el EURIBOR a un mes en caso de capitalizaciones mensuales o el EURIBOR a un año en caso de capitalizaciones anuales, en lugar del EURIBOR a tres meses considerado en la propuesta de Orden. De esta manera, se tomaría un plazo de referencia para el EURIBOR acorde con el plazo de reconocimiento de intereses.

En segundo lugar, si bien se considera adecuado en el cálculo de la anualidad a imputar a la tarifa de un ejercicio emplear el EURIBOR a noviembre del ejercicio anterior como mejor previsión del EURIBOR, se entiende más adecuado emplear en el cálculo del importe pendiente de compensación de un año el EURIBOR de ese mismo año. Tomar como referencia un tipo del año anterior dificulta y encarece la cobertura de los flujos por parte de las entidades financieras, lo que supondrá un mayor coste de financiación del déficit ex ante para los consumidores.

En relación con lo anterior, cabe señalar que en la propuesta de Orden se mantiene la excepción para el ejercicio 2008 consistente en calcular el saldo pendiente a 31 de diciembre de 2008 capitalizando las cantidades asignadas en la subasta con el EURIBOR a tres meses de noviembre de 2008.

En tercer lugar, cabe señalar que aunque en el escándalo de costes se ha incorporado la anualidad provisional resultante para 2008 para recuperar el déficit de ingresos reconocido ex ante, ésta no se ha incorporado en la propuesta de Orden. En consecuencia, se produce una inconsistencia por lo que de hecho es como si no se hubiera

establecido el coste y consecuentemente el déficit reconocido ex ante para 2008 será inferior en 447 Millones de euros.

En consecuencia, esta Comisión considera necesario establecer en la propuesta de Orden tanto la anualidad correspondiente a 2008 (446.558 miles de euros de acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden y 448.485 miles de euros de acuerdo con los cálculos de esta Comisión, sin descontar el efecto del CO₂), como que a los efectos de su liquidación y cobro, este coste se considerará un ingreso de las actividades reguladas.

Por último, se considera importante señalar que a la hora establecer la cuantía del déficit correspondiente a 2008 habrá de tenerse en cuenta que el coste de generación implícito en la propuesta de Orden tiene internalizado, en parte, los derechos de emisión de CO₂.

Cabe señalar que el Real Decreto-Ley 11/2007, establece la minoración de la actividad de generación de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica como consecuencia del mayor ingreso obtenido por la incorporación a los precios del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a esta actividad por la aplicación del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012.

En consecuencia, esta Comisión entiende que a la hora de establecer la subasta del importe del déficit ex ante correspondiente a los últimos trimestres de 2008, habrá de tenerse en cuenta la cuantía provisional que resulte de la devolución de los derechos de emisión de CO₂ asignados de forma gratuita, ya que de lo contrario se estaría financiando un importe superior al déficit que realmente se produzca, con los consecuentes costes financieros.

En relación con lo anterior cabe señalar que de tener en cuenta la devolución de los derechos de emisión de CO₂, estimados provisionalmente en 1.300 Millones de euros, la anualidad que resulta para 2008 asciende a 325.742 miles de euros, cifra inferior en 120.816 miles de euros al importe considerado en el escandallo de costes para 2008, si bien se podría contemplar la posibilidad de que las cuantías relacionadas con la

minoración del CO₂ se considerasen ingresos liquidables del sistema para el periodo 2009.

6 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN

A continuación se exponen ordenadamente las consideraciones a todas las disposiciones introducidas en la propuesta de Orden, si bien algunas de ellas ya han sido comentadas a lo largo del informe.

6.1 Disposición adicional primera. Plan de sustitución de equipos de medida

La propuesta de Orden que se informa en la Disposición adicional primera, sobre *Plan de sustitución de equipos de medida*, establece en su apartado 2 los intervalos de tiempo en los que se divide dicho Plan de Sustitución. Al respecto, cabe destacar que tal y como establece el Real Decreto 1110/2007 en su artículo 9 apartado 8: *“El sistema de telegestión y teled medida desarrollado por cada encargado de la lectura, los equipos asociados y, en su caso, los protocolos específicos, habrán de ser autorizados por la Dirección General de Política Energética y Minas... Una vez obtenida la Autorización el encargado de lectura podrá sustituir los equipos de medida.....”*. Sobre la base de lo anterior, no se podría empezar la sustitución de tales equipos de medida hasta disponer de la citada Autorización.

Asimismo, el apartado 3 de dicha Disposición adicional primera establece que: *“La implantación efectiva de los sistemas de telegestión y teled medida, así como la integración de los equipos de medida instalados desde el 1 de julio de 2007 en dichos sistemas deberá realizarse antes del 1 de enero de 2015”*. Esta fecha supone un plazo de 7 años para que las empresas distribuidoras implanten tales sistemas de teled medida y telegestión. Al respecto, esta Comisión quiere destacar que el plazo permitido para implantar de manera efectiva los sistemas de telegestión y teled medida una vez obtenida la ya citada Autorización, previa a iniciar la sustitución, resulta excesivo, dado que hasta

dicho momento no supondrá beneficio alguno para el Sistema, ni para la distribuidora, ni para el cliente final. Por su parte, en la memoria económica que acompaña a la propuesta de Orden que se informa, se indica que para esa fecha de 1 de enero de 2015 se habrán sustituido alrededor del 60 % de los equipos instalados, porcentaje que resulta, como se ha indicado, muy elevado para esperar a la implantación efectiva de los sistemas de telegestión y telemedida, así como a la integración de los equipos de medida instalados desde el 1 de julio de 2007 en dichos sistemas.

En el punto 5 de la citada Disposición adicional primera se establecen los criterios de sustitución para los equipos propiedad de cliente de acuerdo con el siguiente texto: *“Todos los equipos de medida de suministros de potencia contratada hasta 15 kW que sean propiedad de cliente y que no dispongan de capacidad de discriminación horaria y telegestión, deberán ser sustituidos por los nuevos equipos en el momento en que hayan transcurrido 15 años desde su instalación y precintado y, en cualquier caso, antes del 31 de diciembre de 2018. Estas sustituciones se entienden realizadas dentro del presente Plan de Sustitución”*. Esta Comisión entiende que con esta redacción no se están respetando algunos de los criterios recomendados por esta Comisión en el Informe sobre el Plan de sustitución, ya que en el mismo se indicaba que la sustitución, debería realizarse con independencia de la propiedad y la antigüedad del equipo. Así, de acuerdo con lo establecido en el citado punto 5 de la Disposición adicional primera, si en una determinada zona donde la empresa distribuidora decide aplicar el Plan de sustitución conviven contadores propiedad de la empresa distribuidora y propiedad del cliente con una antigüedad menor de 15 años, se plantean dos opciones. En la primera, si el cliente no accede a la sustitución del equipo, será necesaria una segunda visita a la misma instalación para completar la sustitución cuando se cumpla el plazo de 15 años desde su instalación, anulándose por tanto las ventajas de la telemedida, ya que sería necesario mantener una ruta de lectura únicamente para los equipos no electrónicos. Por lo tanto sería ineficiente tanto la sustitución como la posterior gestión de la medida. La segunda opción consistiría en la sustitución del equipo, pero sin estar contemplada en el Plan de sustitución. En estos casos, el Real Decreto 1110/2007 de 24 de agosto, artículo 9, punto 8, establece que dicha sustitución *“...no generará coste alguno para su propietario ni cobro en concepto de alquiler, durante el periodo restante de vida útil del equipo*

sustituido, con un máximo de 15 años". Por lo tanto supondría un coste adicional para las empresas distribuidoras por la cantidad que dejan de obtener por el alquiler del equipo.

Por todo lo indicado anteriormente esta Comisión entiende que sería necesario modificar la redacción del punto 5 de la Disposición adicional primera, de manera que la sustitución de equipos de medida se realizara independientemente de la antigüedad y propiedad del mismo, compensando a los consumidores en los casos pertinentes.

6.2 Disposición adicional segunda. Pago en concepto de Incentivo a la inversión medioambiental.

El apartado décimo del Anexo III de la ORDEN ITC/2794/2007 establece que "el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá autorizar el derecho a la percepción de un incentivo a la inversión en instalaciones de generación en régimen ordinario del sistema peninsular con potencia instalada superior o igual a 50 MW en las que se realicen ampliaciones u otras modificaciones relevantes que requieran una inversión significativa o a la inversión en nuevas instalaciones en tecnologías prioritarias para el cumplimiento de los objetivos de política energética y seguridad de suministro. En estos casos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio fijará, en su caso, la cuantía, plazo de percepción y fecha a partir de la cual empieza a devengar el derecho".

Bajo el epígrafe anterior la propuesta de orden considera que se encuadran las inversiones medioambientales (construcción de plantas de desulfuración, principalmente) que están acometiendo algunas centrales de carbón con una antigüedad superior a 10 años y que por lo tanto no devengan el cobro de 20€/kW/año recogido en la propuesta de Orden.

La Directiva 2001/80/CE de Grandes Instalaciones de Combustión ha sido transpuesta en España a través del RD 430/2004 y de la elaboración de un Plan Nacional de Reducción de Emisiones, PNRE-GIC. Dicho plan impone, para cada empresa, unos límites globales ("burbujas") de emisiones de partículas de SO₂ y NO_x a partir del 1 de enero de 2008. Por lo tanto, obliga a las instalaciones de generación eléctrica que emplean carbón a acometer las inversiones necesarias para lograr esas reducciones. Como alternativa, las

instalaciones que así lo consideren se pueden acoger a un máximo de 20.000 horas de funcionamiento hasta el 31 de diciembre de 2015. En ese caso, sus emisiones no son contabilizadas en el cálculo de la burbuja de cada empresa. Así pues, las inversiones en plantas de desulfuración permiten disponer en el corto y medio plazo (hasta 2016) de todo el parque generador de carbón (11.400MW) y, a partir de esa fecha, de las instalaciones incluidas en la burbuja. Por lo tanto, en la documentación que acompaña a la propuesta de Orden se argumenta que estas instalaciones tienen efectos beneficiosos sobre la disponibilidad inmediata de potencia térmica instalada, la diversificación del mix generador y la menor dependencia exterior de energías primarias. De no acometerse estas inversiones, esta potencia instalada debería haberse sustituido por centrales de CCGT que, en ese caso, sí devengarían el cobro de 20€/MW/año.

En la documentación anexa a la propuesta de Orden se determina que:

- Según los datos aportados por las empresas, el coste de una planta de desulfuración es fácilmente estandarizable, frente a otras inversiones más heterogéneas (quemadores, filtros, ceniceros...). A su vez, es del orden de 10 veces superior, en términos unitarios (€/MW instalado).
- El importe devengado será de 12€/kW/año. Según la información de los proyectos presentados a la DGPEyM, así como la aportada por las empresas, el coste unitario de una planta de desulfuración de gases por vía húmeda se sitúa entre los 140.000€/MW instalado (coste de la inversión exclusivamente) y los 210.000€/MW instalado (si se le añade el incremento de costes fijos y variables asociado a la pérdida de rendimiento que acarrea la inversión).
- Como el coste de estas inversiones se sitúan en el 60% del coste de un CCGT (295.000€/MW) y este devenga un pago por incentivo a la inversión de 20€/kW/año, la aplicación del mismo criterio da como resultado la cifra de 12€/kW/año.
- Sólo tendrán derecho al cobro de este incentivo las instalaciones que dispongan de la Autorización del Proyecto de Ejecución a la entrada en vigor de la orden ITC/2794/2007 (1 de octubre de 2007), por entenderse esta fecha como el hito de “no retorno” en la decisión de inversión.
- El devengo se producirá a partir de la fecha del Acta de Puesta en Marcha definitiva, durante un período de 10 años.

- Con los criterios anteriores, la siguiente tabla recoge las instalaciones que recibirían el pago por incentivo a la inversión, su fecha de puesta en marcha prevista y el importe anual devengado. Se trata de 5 instalaciones, con una potencia instalada total de casi 2.000 MW, que han generado el 5,6% de la energía en régimen ordinario peninsular en 2006, funcionando un gran número de horas (base). Se observa que, una vez hayan arrancado las desulfuraciones en todas ellas, el importe total anual con cargo a la tarifa por este concepto no superará los 25M€:

EMPRESA	CENTRAL	APE	POTENCIA MW	APM PREVISTA	PAGO ANUAL 12000 €/MW	GWh 2006	HORAS
HC ENERGÍA	SOTO 3	27/09/2007	350	mar-08	4.200.000 €	2.482	8.288
ENEL-VIESGO	PUENTENUEVO	07/05/2007	299	2010	3.588.000 €	1.598	5.734
UNION FENOSA	NARCEA 3	27/09/2007	364	ene-09	4.368.000 €	2.101	6.908
IBERDROLA	GUARDO 2	03/09/2007	361	ago-08	4.332.000 €	1.984	6.562
ENDESA	LITORAL 1	26/09/2007	577	abr-09	6.924.000 €	3.918	7.880
TOTAL			1.951		23.412.000 €	12.083	

Dado el claro objetivo de esta norma, lo reducido del número y la importancia de las instalaciones afectadas y conforme a las alegaciones presentadas por distintos agentes, del listado anterior podrían haberse quedado excluidos por aspectos formales menores algunas centrales. Para reparar lo anterior, se propone una nueva redacción del apartado 1. c) de la Disposición Adicional 2ª de la Orden de Tarifas Eléctricas:

“c) Haber acometido inversiones medioambientales en plantas de desulfuración, siempre que la autorización de su Proyecto de Ejecución haya sido solicitada con anterioridad a la entrada en vigor de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, y la fecha de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se apruebe dicho Proyecto sea anterior a la entrada en vigor de la presente Orden”.

6.3 Disposición adicional tercera. Desarrollo de las condiciones de mantenimiento y acceso relativas a las bases de datos de puntos de suministro.

La Disposición Adicional Tercera de la propuesta de Orden Ministerial remitida para informe realiza un desarrollo del Artículo 7, sobre Sistemas de información de puntos de

suministro, del Real Decreto 1435/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

Ello se hace en ejecución de la habilitación recogida en la Disposición Final Tercera del mencionado Real Decreto, que señala que *“El Ministro de Economía queda facultado para dictar las normas que sean precisas para la aplicación del presente Real Decreto”*.

El referido artículo 7 del Real Decreto 1435/2002 señala:

1. Las empresas distribuidoras deben disponer de una base de datos referidos a todos los puntos de suministro conectados a sus redes y a las redes de transporte de su zona, permanentemente actualizada, en la que consten al menos los siguientes datos:

- a. Código Universal de Punto de Suministro.*
- b. Empresa distribuidora.*
- c. Ubicación del punto de suministro.*
- d. Población del punto de suministro.*
- e. Provincia del punto de suministro.*
- f. Fecha de alta del suministro.*
- g. Tarifa en vigor de suministro o de acceso.*
- h. Tensión de suministro.*
- i. Potencia máxima autorizada por boletín de instalador autorizado.*
- j. Potencia máxima autorizada por acta de autorización de puesta en marcha.*
- k. Tipo de punto de medida.*
- l. Disponibilidad de Interruptor de Control de Potencia.*
- m. Tipo de perfil de consumo.*
- n. Derechos de extensión reconocidos.*
- ñ. Derecho de accesos reconocidos.*
- o. Propiedad del equipo de medida.*
- p. Propiedad de Interruptor de Control de Potencia.*
- q. Potencias contratadas en cada período.*
- r. Fecha del último movimiento de contratación a efectos tarifarios.*
- s. Fecha del último cambio de comercializador.*
- t. Fecha límite de los derechos reconocidos de extensión.*

u. Consumo de los dos últimos años naturales (por períodos de discriminación horaria y meses).

v. Fecha de la última lectura.

Las empresas distribuidoras deberán dotarse de los sistemas informáticos necesarios que permitan la consulta de datos del registro de puntos de suministro y la recepción y validación informática de solicitudes y comunicaciones con los consumidores y los comercializadores de energía eléctrica.

2. Los consumidores tendrán derecho de acceso a sus datos contenidos en este registro de forma gratuita. Igualmente los comercializadores podrán acceder gratuitamente a los datos contenidos en el citado registro. No obstante lo señalado anteriormente, los consumidores podrán manifestar por escrito a los distribuidores su voluntad de que sus datos no sean accesibles a los comercializadores.

3. Los distribuidores de más de 10.000 clientes deberán disponer de sistemas de acceso telemáticos a las bases de datos a las que se refiere el presente artículo antes de transcurridos tres meses desde la entrada en vigor del presente Real Decreto.

El régimen previsto en la Adicional Tercera que se comenta representa, en suma, un desarrollo del artículo 7 citado, siendo de interés lo recogido en su apartado 3, en el que se reconoce, como se hace en el Real Decreto, el derecho de los comercializadores a acceder de forma gratuita a las bases de datos, añadiéndose además aquí como titular de ese derecho igualmente a la Oficina de Cambio de Suministrador, permitiendo así a ésta, creada con posterioridad al momento de redacción del referido Real Decreto, ejercer las funciones de supervisión de la gestión de las bases de datos que se le atribuye a ésta Oficina.

Cabe sin embargo señalar la ausencia en este régimen de la referencia a la posibilidad recogida en el Real Decreto, de que el consumidor deniegue su consentimiento a que el comercializador acceda a sus datos.

Además, el párrafo segundo del apartado 3 señala igualmente que los distribuidores no podrán poner condición alguna al acceso y tratamiento de los datos por parte de comercializadores u Oficina citada, ni exigir que se proporcione el CIF, NIF o NIE del titular del punto de suministro para el cual deseen consultar la base de datos.

Y en el apartado cuarto se recoge de manera amplia el derecho para los comercializadores de descargar y proceder al tratamiento de los datos referidos a la totalidad de puntos de suministro conectados a las redes del distribuidor y a las redes de transporte de su zona, o una selección detallada de puntos de suministro respecto a los cuales quiera acceder a sus datos.

Esta CNE no desconoce, en particular respecto al segundo párrafo del apartado 3 y al apartado 4 de la referida Disposición Adicional Tercera de la Orden objeto de informe, la posibilidad de que se interprete que los datos aquí regulados tienen la naturaleza de datos de carácter personal, y que al amparo de dicha interpretación se suscite la existencia de alguna incompatibilidad del régimen de tratamiento y cesión de datos que recoge la Orden con las exigencias derivadas de la Ley Orgánica 15/1999, de 13 de diciembre, de Protección de Datos.

En efecto, el artículo 3 sobre Definiciones señala que *“A los efectos de la presente Ley Orgánica se entenderá por:*

- a. Datos de carácter personal: cualquier información concerniente a personas físicas identificadas o identificables”.*

Y el artículo 11 de la misma Ley, sobre Comunicación de datos, señala:

“1. Los datos de carácter personal objeto del tratamiento sólo podrán ser comunicados a un tercero para el cumplimiento de fines directamente relacionados con las funciones legítimas del cedente y del cesionario con el previo consentimiento del interesado.

2. El consentimiento exigido en el apartado anterior no será preciso:

- a. Cuando la cesión está autorizada en una ley.*
- b. Cuando se trate de datos recogidos de fuentes accesibles al público.*

- c. *Cuando el tratamiento responda a la libre y legítima aceptación de una relación jurídica cuyo desarrollo, cumplimiento y control implique necesariamente la conexión de dicho tratamiento con ficheros de terceros. En este caso la comunicación sólo será legítima en cuanto se limite a la finalidad que la justifique.*
 - d. *Cuando la comunicación que deba efectuarse tenga por destinatario al Defensor del Pueblo, el Ministerio Fiscal o los Jueces o Tribunales o el Tribunal de Cuentas, en el ejercicio de las funciones que tiene atribuidas. Tampoco será preciso el consentimiento cuando la comunicación tenga como destinatario a instituciones autonómicas con funciones análogas al Defensor del Pueblo o al Tribunal de Cuentas.*
 - e. *Cuando la cesión se produzca entre Administraciones públicas y tenga por objeto el tratamiento posterior de los datos con fines históricos, estadísticos o científicos.*
 - f. *Cuando la cesión de datos de carácter personal relativos a la salud sea necesaria para solucionar una urgencia que requiera acceder a un fichero o para realizar los estudios epidemiológicos en los términos establecidos en la legislación sobre sanidad estatal o autonómica.*
- (...)"

En definitiva, en la medida que se interprete que los datos recogidos en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002 y en el Anexo VII de la Orden pueden permitir obtener de forma directa o indirecta la identidad de una persona física, podría entenderse que el tratamiento y cesión de dichos datos habrán de estar sometidos a la Ley de Protección de Datos.

No obstante, cualquier interpretación amplia en tal sentido del concepto de dato personal, que conduzca la aplicación a esta base de datos de las exigencias de Ley de Protección de Datos, puede resultar paralelamente en una disminución de la eficacia de dicha base de datos para la consecución de la finalidad de incremento de la transparencia y mayor simetría de información a favor de todas las comercializadoras en el mercado, salvo que se interprete, como se apunta más abajo, que concurre alguna de las excepciones al consentimiento previo recogidas en la referida Ley.

La ausencia de información sobre clientes por parte de las comercializadoras constituye en la práctica una importante barrera de entrada al mercado minorista, por lo que el

reconocimiento de un derecho para todos los comercializadores de acceso, en condiciones de igualdad, a la información de la base de datos en poder de los distribuidores constituye un elemento esencial para permitir el desarrollo de la competencia en el mercado minorista. Igualmente, resulta necesario evitar cualquier tratamiento discriminatorio, en materia de acceso a la base de datos, entre comercializadoras independientes y comercializadoras integradas en los grupos de sociedades que desarrollan actividades de distribución.

Podría interpretarse que la cesión de los datos por parte del distribuidor a los comercializadores y a la Oficina de Cambio de Suministrador no exige necesariamente el requisito de consentimiento expreso de los clientes, en cuanto se entienda que dicha cesión está autorizada en una ley (la Ley del Sector Eléctrico), y que en tal medida, concurre una de las excepciones previstas a tales efectos en el artículo 11.2 de la Ley de Protección de Datos, en particular la recogida en el apartado a) arriba citada.

En este sentido, procede señalar que el artículo 41 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, en la nueva redacción dada a dicho artículo en la Ley 17/2007, recoge en su apartado 1 m) como obligación de los distribuidores la de *“Mantener actualizada su base de datos de puntos de suministro, y facilitar a la Oficina de Cambios de Suministrador la información que se determine reglamentariamente”*.

Por otro lado, el artículo 45.2 de la Ley 54/1997 en la nueva redacción dada en la Ley 17/2007 señala entre los derechos de las empresas comercializadoras, en su apartado d) el relativo a *“Obtener la información relativa a cambios de suministrador de la Oficina de Cambios de Suministrador y los datos de los consumidores que reglamentariamente se determine”*.

Junto a lo anterior, sería conveniente, en todo caso, que la Orden recoja de manera expresa la prohibición para las comercializadoras de ceder de nuevo dichos datos a otras empresas de sectores diferentes, así como prohibir su uso a otros fines diferentes a los previstos en la misma, para evitar cualquier situación de fraude de ley consistente en la creación de empresas en la actividad de comercialización con la única finalidad de obtener los datos con fines comerciales diferentes.

En el mismo sentido y a fin de evitar cualquier fraude de ley, resulta necesario extremar las cautelas por parte de las Administraciones competentes para asegurar, en el otorgamiento de las autorizaciones a las comercializadoras eléctricas, del cumplimiento por éstas de los requisitos de capacidad legal, técnica y económica para el ejercicio de tal actividad y, en consecuencia, su compromiso para el desarrollo de la misma, y no de otras actividades comerciales para las que la autorización tenga una finalidad meramente instrumental.

Por último, esta Comisión entiende que es necesario que el régimen que se recoja aquí se aplique de manera simétrica igualmente en el sector de gas natural, a los efectos de evitar asimetrías que redunden en una menor competencia o ineficiencia en los mercados energéticos.

6.4 Disposición adicional séptima. Modificación del apartado décimo del Anexo III de la Orden ITC/2794/2007

La Disposición adicional séptima establece que para tener derecho al incentivo a la inversión las instalaciones de generación deberán acreditar una potencia media disponible semestral equivalente al 85% de su potencia neta.

En relación con lo anterior, se considera importante señalar que determinados miembros del Consejo Consultivo han opinado que la exigencia de disponibilidad semestral del 85% puede ser muy exigente cuando se deben realizar las paradas anuales de mantenimiento, solicitando que en estas ocasiones la exigencia se rebaje al 75% u 80%.

6.5 Disposición transitoria primera. Servicio transitorio de disponibilidad.

La propuesta de Orden establece una dotación al Operador del Sistema de un máximo de 80M€ para la provisión del servicio transitorio de disponibilidad el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 30 de junio de 2008.

La cifra de 80M€ desde el 1 de enero hasta el 31 de julio de 2008 se basa en las estimaciones realizadas, previo informe del Operador del Sistema, sobre el coste de incentivar la disponibilidad de los recursos que presentan un riesgo más elevado de indisponibilidad en aquellos momentos en los que el sistema requiere un mayor grado de cobertura.

Se trata de una cifra global que el Operador del Sistema gestionará de la manera más eficiente, correspondiendo al propio Operador del Sistema la elección de las instalaciones concretas de entre el parque generador del sistema, las condiciones de prestación del servicio y la cuantía individual de la remuneración.

Para la fijación de la cuantía máxima, se ha utilizado los siguientes valores orientativos del coste por tecnologías objetivo:

- *Centrales de fuel y fuel-gas*, en concepto de retribución de los costes fijos de O&M que no son recuperables a través del mercado: unos 6M€/año.
- *Centrales hidráulicas*, para garantizar la disposición de potencia y energías en los momentos de mayor demanda: unos 12M€/mes.
- *Otras centrales térmicas necesarias* para la operación segura del sistema y con riesgo de indisponibilidad en el próximo período debido a las condiciones del mercado: unos 20M€/año.

Las cifras anteriores arrojan una cifra aproximada en torno a 160M€/año, esto es, 80M€/semestre.

La propuesta de Orden establece, asimismo, un incentivo al uso eficiente de estos recursos por parte del Operador del Sistema mediante los siguientes instrumentos:

- El reparto (80% a los consumidores - 20% al OS) de los ahorros conseguidos sobre esta cifra máxima.
- La obligación de transparencia y objetividad técnica en la contratación del servicio, en la que se tendrá en cuenta la capacidad técnica de cada instalación (i.e. tiempo

de arranque) para la prestación del mismo, así como las condiciones de contorno de red para cada una de las instalaciones (i.e. contribución a la creación de congestiones en la red).

- La aprobación por el MITyC y la supervisión por la CNE de los contratos firmados entre el OS y los titulares de las instalaciones.
- El establecimiento en los contratos de penalizaciones por incumplimiento, suficientes para incentivar la disponibilidad efectiva de los recursos contratados.
- El seguimiento por el MITyC de la prestación del servicio, con la elaboración por el OS de un informe de evaluación periódico en el que se incluirán, entre otros aspectos, el grado de utilización de este servicio, su impacto sobre la seguridad del suministro y los eventuales ahorros obtenidos en la contratación de los SS.CC. tradicionales (disponibilidad a corto plazo).

En relación con lo anterior, cabe señalar que, algunos miembros del Consejo Consultivo han planteado que puede ser razonable que al igual que se establece un incentivo positivo a la eficiencia de la gestión del servicio por parte del OS, también se establezcan penalizaciones si se produce una mala gestión.

Por último, se considera importante señalar que habrá de analizarse en profundidad como se materializa este servicio transitorio durante el primer trimestre con objeto de fijar tanto la cuantía como las condiciones del servicio aplicables al segundo trimestre.

6.6 Disposición transitoria tercera. Régimen transitorio aplicable a los agentes externos

El contenido de la Disposición Transitoria Tercera de la propuesta, mediante la que se regula la llamada *“Adaptación transitoria de la autorización e inscripción de los agentes externos a la figura del comercializador”*, presenta una regulación del régimen transitorio de los agentes externos diferente al establecido en la Disposición transitoria cuarta de la Ley 17/2007.

Tal diferencia radica en la ampliación hasta *“...el momento en que se realice el desarrollo reglamentario de la citada Ley 17/2007, de 4 de julio, necesario para proceder a su* 20 de diciembre de 2007

adaptación a la figura del comercializador.”, del plazo que la Disposición Transitoria Cuarta de la Ley 17/2007 establece taxativamente en seis meses.

Tal regulación podría resultar no conforme a derecho en cuanto que viene, no tanto a interpretar o a desarrollar lo establecido en aquella norma legal, sino a modificar el régimen transitorio establecido en ella, sustituyendo un plazo predeterminado de 6 meses, por un plazo indeterminado cuyo cumplimiento dependería de la emisión de disposiciones reglamentarias que no se concretan por completo, dada la ambigüedad de la expresión “...*desarrollo reglamentario necesario*...”, en la que podría entenderse comprendida no una sino varias disposiciones reglamentarias, respecto a las cuales se desconoce fecha previsible de publicación. Vendría a vaciarse así de contenido el plazo establecido en la Disposición Transitoria Cuarta de la Ley 17/2007 que, como se ha dicho, establece con precisión un plazo de 6 meses para la adaptación de la autorización e inscripción de estos sujetos a la figura del comercializador.

Todo ello aconseja la supresión de la Disposición Transitoria tercera de la propuesta de Orden que se comenta.

6.7 Otras consideraciones

6.7.1 Información en la factura

La Ley 54/1997 establece en el punto 6 del artículo 18 que “*con el fin de que exista la mayor transparencia en los precios del suministro de energía eléctrica, se desglosarán en la facturación al usuario, en la forma que reglamentariamente se determine, al menos los importes correspondientes a la imputación de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento y costes permanentes del sistema y tributos que graven el consumo de electricidad, así como los suplementos territoriales cuando correspondan*”.

Esta Comisión considera necesario señalar que se han recibido diversas consultas en relación con las facturas emitidas por los comercializadores. En concreto, relativas al modo de facturar la tarifa de acceso.

Adicionalmente, esta Comisión ha puesto de manifiesto en los últimos informes sobre revisiones tarifarias la necesidad de una campaña explicativa ante la inminente desaparición de las tarifas integrales, proponiendo como un posible canal de comunicación el de la facturación de la distribuidora. En relación con lo anterior, se considera que una posible herramienta que facilitaría en cierta medida el traspaso de los clientes al mercado, sería la obligación por parte del comercializador de desglosar en la factura, además de los conceptos legalmente establecidos, el coste de la energía y el coste de acceso.

En consecuencia, se propone desglosar en la factura de los consumidores los siguientes conceptos: coste de la energía, coste de las redes, costes permanentes, costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, prima del régimen especial, coste de la compensación extrapeninsular y déficit de ingresos de actividades reguladas.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que las tarifas vigentes no están transmitiendo una señal adecuada de precio a los consumidores, esta Comisión consideraría adecuado incluir en las facturas de los consumidores una nota informativa en la que se indicara la factura real a la que debiera hacer frente en caso de que ésta incorporara la totalidad de los costes, así como la deuda media que cada consumidor tiene contraída con el sector eléctrico.

6.7.2 Contratos de duración inferior al año para clientes conectados a redes de baja tensión

De acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 1164/2001, y en el 1435/2002, los suministros de baja tensión no pueden formalizar contratos eventuales o de temporada en el mercado liberalizado debiendo formalizarlos en el mercado regulado.

Por el contrario, la Orden de 12 de enero de 1995, establece que los suministros de temporada tendrán una duración inferior a 12 meses y carácter repetitivo los años siguientes.

Se observa una regulación asimétrica en las condiciones de aplicación de los suministros eventuales en el mercado liberalizado y en el mercado regulado. Así, mientras que en el mercado regulado los suministros de baja tensión pueden formalizar contratos eventuales y de temporada, ello no es posible en el mercado liberalizado. Por otra parte y a diferencia de lo que ocurre en el mercado liberalizado, en el mercado regulado no se establecen las condiciones de aplicación de los contratos eventuales.

Esta Comisión considera necesario que se produzca una armonización de las condiciones de aplicación de dichos contratos en ambos mercados, de manera que los clientes que deseen formalizar este tipo de contratos puede optar entre formalizarlos en el mercado regulado y en el mercado liberalizado.

6.7.3 Propuesta de nueva Disposición Adicional para modificación de La Orden ITC/913/2006

La Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo de 2006, establece el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con dicha Orden, a las instalaciones de régimen especial que participa en el despacho de costes regulados en los SEIE no se les imputa sobrecostes por la energía desviada. Asimismo, en dicha Orden se establece que la liquidación de la energía del régimen especial que participa en el despacho deberá ser realizada conforme al precio final de generación en cada SEIE PFG(h). Lo primero resulta incoherente con lo previsto en el Real Decreto 661/2007, respecto a las instalaciones de régimen especial o de régimen ordinario que participan en el mercado. Lo segundo puede originar en la práctica liquidaciones mensuales de importes negativos muy pequeños por parte la CNE a cada una de las instalaciones de régimen especial que participen en el despacho, lo que resulta ineficiente.

A parte de la corrección de errores que la CNE señaló con ocasión de su informe a las Reglas de liquidación en los SEIE y otras modificaciones que pudieran corresponder respecto a la adaptación del sistema de garantías gestionadas por el operador del sistema, se proponen a continuación las modificaciones pertinentes en la mencionada Orden ITC/913/2006 para corregir las dos ineficiencias mencionadas con anterioridad.

Propuesta de disposición adicional octava: Modificación de la Orden ITC/913/2006, de 30 de marzo, de 2006, por la que se aprueban el método de cálculo del coste de cada uno de los combustibles utilizados y el procedimiento de despacho y liquidación de la energía en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

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

Uno.- Se suprime el párrafo tercero del apartado 4.2 del artículo 11 y se modifica el párrafo segundo del citado apartado, que queda como a continuación se transcribe:

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

Dos.- Se modifica el apartado 2 del artículo 12, que queda como a continuación se

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

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

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

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

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

- PREP(h): Precio medio final en la hora h resultante para el conjunto de instalaciones de régimen especial que participan en el mercado de producción peninsular de la misma categoría y opción de venta sin considerar el coste imputado por sus desvíos en la hora h”*
- Prima (e) Prima que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo en régimen especial e, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo. A efectos de lo dispuesto en el artículo 27 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, el precio del mercado de referencia al que se refiere dicho artículo será PREP(h).*
- Incentivo (e) Incentivo que corresponde al tipo de instalación al que pertenece el grupo en régimen especial e, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.*
- desv (e,h,j) Valor absoluto de la diferencia en la hora h entre la energía medida en barras de central del generador de régimen especial e del sistema eléctrico aislado j y la producción prevista comunicada al despacho.*
- CDVS(h) Coste medio de los desvíos del régimen especial peninsular de la misma categoría que participa en el mercado en la hora h. El importe $desv(e,h,j)*CDVS(h)$ se define como coste de desvíos del generador e.*

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

Tres.- Se modifica la fórmula y el condicionado de la fórmula del apartado 7 del artículo 12, que quedan como a continuación se transcribe:

$$“CAG(e,h,j) = - e(e,h,j) * PMCCP(h)$$

siempre que: $e(e,h,j) < 0”$

Cuatro.- Se modifican las definiciones de PMCP(h) y de PMCCP(h) que figuran en los apartados 4 y 7 del artículo 12, que quedan como a continuación se transcribe:

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

PMMCP(h): Precio medio final de adquisición de la energía para los consumidores y comercializadores que adquieren su energía para clientes finales nacionales directamente su energía en el mercado de producción en el sistema eléctrico peninsular en la hora h.

Cinco.- Se modifica la fórmula de BOLSAG(h) y de D/S(h) del apartado 8 del artículo 12 , que quedan como a continuación se transcribe:

$$“BOLSAG(h) = \sum_i \sum_j cg(i,h,j) + \sum_e \sum_j DCRE(e,h,j)”$$

$$“D/S(h) = BOLSAA(h) - BOLSAG(h)”$$

Seis.- Se modifica el apartado 9 del artículo 12, que queda como a continuación se transcribe:

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

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

Siete.- Se modifica el primer párrafo y la fórmula de D/S(i,h,j) del apartado 10 del artículo 12, que quedan como a continuación se transcribe:

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

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

$$D/S (i,h,j) = \frac{cg(i,h,j)}{-----}$$

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

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

Ocho.- Se modifica el artículo 12, que queda como a continuación se transcribe:

“El importe complementario por la diferencia con la tarifa regulada o por la prima, incentivo o complemento a percibir por cada grupo generador de régimen especial será liquidado conforme a lo establecido en el artículo 30 del Real Decreto 66172007, de 25 de mayo, y en su disposición transitoria sexta.”

Nueve.- Se suprimen los apartados 1 y 2 del artículo 13

Diez.- Se suprime el artículo 15

Once.- Se sustituye “operador del sistema” por “operador del mercado” en el título del artículo 17 y en el primer y tercer párrafo del citado artículo

6.7.4 Propuesta de nueva Disposición Adicional relativa a la retribución fija

El artículo primero de la Ley 9/2001 realizó la última modificación del contenido de la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997. En concreto, en el punto 3 de este artículo se considera que “(...) estableciéndose anualmente por el Ministro de Economía las nuevas cantidades y porcentajes de costes de transición a la competencia que corresponderán a cada una de estas sociedades”.

Para dar cumplimiento a este punto, se dictaron la Orden de 7 de septiembre de 2001 (por las que se establecen las nuevas cantidades y porcentajes provisionales de los Costes de Transición a la Competencia Tecnológicos a 31 de diciembre de 2000) y la Orden de 29 de octubre de 2002 (a 31 de diciembre de 2001). No obstante, la Audiencia Nacional emitió Sentencia, con fecha 27 de julio de 2005, anulando la Orden de 29 de octubre de 2002.

El Real Decreto-Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, en su artículo 1.Dieciséis suprimió la Disposición transitoria sexta de la Ley 54/1997, anulando, por tanto, los CTC's y sin que resolviera la falta de normativa anterior .

En este sentido, la única Liquidación Definitiva realizada corresponde al año 1998 y la última Liquidación Anual es del año 2001, por lo que esta Comisión considera que es necesario resolver la problemática de los CTC's antes de la elaboración de las liquidaciones definitivas de cada uno de los ejercicios.

En consecuencia, como los CTC's desaparecieron en el año 2006 por efecto del Real Decreto-Ley 7/2006 y los déficit que financiaron las empresas se han ido incorporando en las sucesivas tarifas, esta Comisión considera que las cantidades que resulten de las liquidaciones anuales y definitivas de ejercicios anteriores sean consideradas como ingresos liquidables de las actividades reguladas y por tanto, que no sean distribuidas entre las empresas que tenían derecho al cobro de los CTC's.

Por ello, esta Comisión propone que se establezca una nueva Disposición Adicional en la propuesta de Orden que quede redactada de la siguiente manera:

“Las cantidades a percibir en concepto de CTC's, o por disminución de la financiación del déficit, correspondientes a las liquidaciones de las actividades reguladas de ejercicios anteriores, así como el fondo de CTC's pendiente de pago por liquidaciones correspondientes a la liquidación provisional nº 14 del ejercicio 2004, pasarán a incorporarse como ingresos de las actividades reguladas correspondientes al año 2008 y siguientes”.

7 CONCLUSIONES

Primero. Esta Comisión considera necesario señalar una vez más que para el cumplimiento de la función que la Ley le confiere, es necesario disponer del tiempo suficiente que permita informar adecuadamente la propuesta de revisión tarifaria.

Asimismo, para que el contenido del informe realizado por la Comisión sea considerado en la Orden 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 de la Orden 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 sobre los distintos agentes y colectivos de consumidores.

Segundo. La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores, 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 Orden son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, ni las tarifas de acceso de la propuesta de Orden son suficientes para cubrir los costes de acceso. En consecuencia, los precios de las tarifas integrales y de acceso establecidos en la propuesta de Orden deben ser superiores a los considerados en la misma.

La subida propuesta de tarifas ni siquiera llega a la subida anunciada de un aumento equivalente al aumento del IPC, que según las últimas estimaciones sería del 4,1%.

En este sentido, la situación de grave desequilibrio financiero estructural en la que se encuentra el sistema eléctrico hace que el escenario actual no sea sostenible en el medio plazo, debiendo el MITYC, a juicio de esta Comisión, tomar medidas urgentes de reajuste que no se contemplan en ningún lugar en la propuesta de Orden sometida a esta CNE.

Tercero. Esta Comisión considera importante señalar que, el desarrollo de una metodología tarifaria global debe basarse en la determinación, por una parte, de los costes que han de repercutirse a los distintos suministros y, por otra, de los criterios que se van a utilizar para su asignación. En este sentido, la tarifa aditiva tiene que tener la garantía de que los costes reconocidos deben estar ajustados y auditados.

De igual forma, debería analizarse si, por su naturaleza, está justificado que todos los costes que actualmente contienen las tarifas eléctricas sigan en ellas o, por el contrario, debieran financiarse mediante otros mecanismos.

Cuarto. No obstante los puntos segundo y tercero, dada la discutible decisión del MITYC de subida de precios regulados limitada al IPC, esta Comisión entiende que ésta debería acomodarse a la mejor estimación del citado IPC, que es del 4,1%. Además, en coherencia con lo planteado en la propuesta, la subida debería aplicarse también al recargo por consumos superiores a 1.100 kWh de consumo bimestral.

Quinto. Esta Comisión considera que sería coherente con lo que establece el RD Ley 11/2007 que se tuviera en cuenta en la presente Orden el posible efecto de la minoración de los derechos de CO₂ correspondiente al año 2008. En particular, se propone que cualquier ajuste que se prevea se lleve a cabo con tiempo suficiente de forma que el sistema eléctrico no financie una cantidad mayor al déficit que realmente se genere.

Sexto. Esta Comisión consideraría importante que el consumidor se sensibilizara con los conceptos que está pagando en su consumo de electricidad. En este sentido, se propone que la factura se utilice como canal de comunicación, detallándose y explicándose en ella las distintas partidas que componen el precio final, en particular: coste de la energía, coste de las redes, costes permanentes, costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, primas del régimen especial, coste de la compensación extrapeninsular y déficit de ingresos de actividades reguladas.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que las tarifas vigentes no están transmitiendo el precio real del servicio a los consumidores, esta Comisión consideraría adecuado incluir en las facturas de los consumidores la información necesaria para que éstos conocieran la factura real del servicio en caso de que se incluyera la totalidad de los costes incurridos, así como la deuda media que cada consumidor tiene contraída por consumos presentes y pasados no pagados en su totalidad.

Séptimo. Teniendo en cuenta el mandato dado a esta Comisión, relativo a elaborar una propuesta de pagos por garantía de potencia, se considera que podrían mantenerse

provisionalmente los precios unitarios que pagan los consumidores por este concepto, aunque dadas las diferencias existentes entre las cantidades que paga la demanda y las que cobra la generación es posible que ya se pudiera anticipar la reducción del pago que actualmente realiza algún segmento de clientes. En particular, segmentos de baja tensión, lo incentivaría su paso a mercado libre.

Octavo. Dadas las crecientes necesidades de financiación del sistema eléctrico, esta Comisión considera oportuno, para minimizar su coste para el consumidor final, que se revise el proceso de subasta del déficit ex ante, en especial la definición del activo objeto de subasta y su calificación, siguiendo las recomendaciones recogidas en el anexo VII.

Noveno. Esta Comisión entiende preciso señalar, en relación con la retribución de la actividad del transporte, que recientemente se ha remitido por la Dirección General de Política Energética y Minas, para Informe preceptivo por ella, la “Propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008”, que viene a corregir buena parte de los defectos del antiguo régimen retributivo definido en el Real Decreto 2819/1998, que esta Comisión había puesto sistemáticamente de manifiesto en todos los informes de tarifas.

Décimo. Esta Comisión quiere destacar en relación con la retribución de la actividad de distribución, que se han incluido modificaciones que implican su incremento por las siguientes razones:

- Actualización de las retribuciones a la actividad de distribución que les corresponde a las empresas SOLANAR DISTRIBUIDORA ELECTRICA, S.L. y FUERZAS ELECTRICAS DE VALENCIA, S.A. sobre la base de los correspondientes oficios de la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por los que se solicitaba se remitieran informes sobre las citadas empresas, que están actualmente en fase de tramitación.
- La consideración, en su caso, de la retribución a la actividad de distribución que le corresponde a la empresa Instalaciones Eléctricas Rio Isabena, S.L., sobre la base del correspondiente oficio de la Dirección General de Política Energética y Minas del

Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, por el que se solicitaba se remitiera informe sobre la empresa en cuestión y la retribución que le corresponde a la misma de abandonar la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997, que fue aprobado por el Consejo de Administración de la CNE en la sesión de 10 de octubre de 2007.

- La consideración de factores de escala individualizados a cada empresa, sobre la base de sus características individuales como alternativa a la aplicación general de un factor de 0,65 para propuesta.
- La correcta actualización del importe correspondiente a la retribución de la actividad de distribución de las empresas acogidas a la Disposición Transitoria Undécima de la Ley 54/1997.

Undécima. Propuestas para mejorar distintos aspectos de la Orden que se informa, contenidos en el punto 6 del informe y que se refieren a:

- Plan de sustitución de equipos de medida a fin de adecuarlos a la propuesta realizada por la CNE en cumplimiento de un mandato de la CNE.
- Pago de un incentivo a la inversión medioambiental a fin de promover su construcción necesaria para mantener en funcionamiento todo el equipo productivo.
- Desarrollo de las condiciones de mantenimiento de acceso relativas a las bases de datos de puntos de suministro, indicando la conveniencia de que los datos exigidos sean los suficientes para realizar los cambios sin contravenir lo dispuesto en la Ley Orgánica de Protección de Datos.
- Mejora del desarrollo del servicio transitorio de disponibilidad, indicando criterios para su aplicación más efectiva, avanzando la idea de posibles penalizaciones ante su incumplimiento.
- Mejora de la regulación de los contratos de duración inferior a un año para clientes conectados a redes de baja tensión.
- Nueva Disposición adicional para la modificación de la Orden ITC/913/2006 que establece el criterio de cálculo de los combustibles utilizados, el procedimiento de despacho, liquidación de la energía en los sistemas insulares y extrapeninsulares, a fin de evitar insuficiencias en la facturación.
- Nueva Disposición adicional relativa a la retribución fija para considerar que las cantidades de la liquidación de ejercicios anteriores sean consideradas como ingresos



liquidables del sistema y no sean distribuidas entre las empresas que tenían derecho al cobro de los CTCs.

ANEXO I
INFORME DE SITUACIÓN Y ESTIMACIÓN DEL
IMPACTO DE LOS DISTINTOS DÉFICIT
RECONOCIDOS EN EL SISTEMA ELECTRICO
ESPAÑOL SOBRE LOS COSTES DE ACCESO
EN EL PERIODO 2008-2022

1. INTRODUCCIÓN

Desde el año 2003, se han ido incorporando en la tarifa eléctrica diferentes conceptos de costes destinados a sufragar los déficit de las actividades reguladas registrados en los últimos años y las revisiones de los costes de generación extrapeninsular.

Así por ejemplo, la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, incluye entre los costes tenidos en consideración los destinados a sufragar los déficit de las actividades reguladas registrados durante los años 2002, 2005, 2006, 2007 y 2008 y los destinados a sufragar las revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005.

En aplicación de la normativa vigente, todos estos costes se amortizarán durante una serie de años con cargo a la tarifa eléctrica, de manera que durante dichos años los ingresos resultantes de la aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores eléctricos serán superiores a los costes estrictamente necesarios para el abastecimiento de energía eléctrica, al estar retribuyendo la amortización de conceptos de costes no retribuidos adecuadamente en el pasado.

El objeto del presente informe es estimar las anualidades de los diferentes déficit/revisiones de costes que se producirán a lo largo de los próximos años con el fin de evaluar su impacto sobre las tarifas de acceso y tarifas integrales (tarifa de último recurso) aplicables durante dichos años.

El informe se estructura en cuatro partes. En el apartado 2 se detallan los antecedentes normativos relacionados con dichos déficit. En el apartado 3 se detallan las hipótesis de cálculo de las anualidades correspondientes a la revisión de los costes de generación extrapeninsular e insular del periodo comprendido entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005 y de las anualidades correspondientes a los déficits de actividades reguladas generados en los años 2002, 2005, 2006, 2007 y 2008. En el apartado 4 se analiza el impacto que dichos déficit sobre las tarifas de acceso en el periodo considerado, esto es, 2003-2022.

2. ANTECEDENTES

La Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece en su disposición transitoria segunda, al regular el suministro a tarifa de los distribuidores, que hasta el momento de entrada en vigor del mecanismo de suministro de último recurso, continuará en vigor el suministro a tarifa que será realizado por los distribuidores en las condiciones que es establecen en la citada disposición transitoria.

Asimismo, la citada Ley establece el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento, y que el Gobierno establecerá la metodología de cálculo de los peajes.

No obstante, es preciso señalar que ya la Ley 53/2002, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social, señaló la potestad del Gobierno, mediante Real Decreto, de establecer una metodología de determinación de la tarifa eléctrica, si bien en este caso de establecía la posibilidad de fijar un límite máximo anual al incremento de dicha tarifa.

Asimismo, la citada Ley 53/2002 estableció que durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, se incluirá como coste en la tarifa la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a los años 2001 y 2002 y el desajuste de ingresos de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 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 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”, como en sucesivos informes sobre propuestas de Reales Decretos de tarifas eléctricas¹⁹ 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 acceso²⁰.

Asimismo, en el citado informe se señaló que ese 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 o de referencia antes del 1 de julio de 2006.

¹⁹ “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”, “Informe 24/2005 sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2006” e “Informe 39/2006 sobre la Propuesta de Real Decreto de Tarifa Eléctrica 2007”.

²⁰ 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.

Con objeto de corregir, en parte, el déficit de ingresos en las liquidaciones de actividades reguladas que se venía observando, durante 2006 se produjeron una serie de cambios normativos que afectaron a los costes del sistema.

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 casaciones 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 tanto 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.
- Adicionalmente, el Gobierno, previo informe de la Comisión Delegada para Asuntos Económicos y 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 € 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.

El Real Decreto 1634/2006, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, incluye como costes del sistema las anualidades para 2007 que resulten para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre 1 de enero y 31 de diciembre de 2006 y el valor actual del desajuste de ingresos derivado de la revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005.

Asimismo, el citado Real Decreto establece la existencia de un déficit *ex ante* de las actividades reguladas durante el año 2007, entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de marzo de 2007 de 750.000 miles de euros, que se recuperara mediante la cesión del derecho de cobro de un porcentaje de la facturación de la tarifa eléctrica durante un periodo determinado.

Por otra parte, el artículo 1 del Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, reconoce *ex ante* la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007 que asciende a 750.000 miles de euros. De manera que el déficit reconocido para el año 2007 alcanza la cantidad de 1.500.000 miles de euros

La Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, desarrolla el Real Decreto-Ley 3/2006 estableciendo el procedimiento de cálculo de la minoración, para el año 2006, de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica por un importe equivalente al valor de los derechos de emisión de dióxido de carbono asignados gratuitamente a esta actividad. Asimismo, en la citada Orden se señala que dicho importe se dedicará a reducir el déficit de ingresos de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2006.

En relación con lo anterior es preciso señalar que el Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, amplía la minoración de los derechos de misión para el ejercicio 2008, dicha minoración se aplicará exclusivamente a las instalaciones de producción de energía

eléctrica en régimen ordinario del sistema peninsular, cualquiera que sea su tecnología. Asimismo, establece que las citadas cantidades minoradas tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

Por último, es preciso señalar que la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece que la minoración de la retribución de la actividad de producción derivada de la asignación gratuita de derechos de emisión correspondiente al ejercicio 2007, se calculará de acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/3315/2007.

Además, la citada propuesta de Orden reconoce la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2008, que se financiará de manera similar al déficit del ejercicio 2007, esto es, mediante la subasta de los derechos de cobro correspondientes a dichos déficits.

En resumen, los futuros ejercicios tarifarios deberán incorporar, al menos, los siguientes conceptos de déficit:

- Desajuste de ingresos de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002
- Revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002
- 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
- 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
- Revisiones de los costes de generación insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2005
- Déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2007 y el 31 de diciembre de 2007
- Déficit de actividades reguladas reconocido ex-ante, correspondiente al ejercicio 2008.

3. DESAJUSTE DE INGRESOS EN LAS LIQUIDACIONES

2.1 Revisiones de los costes de generación extrapeninsular en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005

El artículo 12 de la Ley 54/1997, establece que los costes derivados de las actividades de suministro de energía eléctrica cuando se desarrollen en territorios insulares y extrapeninsulares y no puedan ser sufragados con cargo a los ingresos obtenidos en dichos ámbitos territoriales, se integrarán en el conjunto del sistema.

En aplicación de lo anterior, se incluye como coste permanente del sistema, la compensación extrapeninsular. No obstante, la cuantía de los costes de compensación extrapeninsulares incluida anualmente en los Reales Decretos de tarifas es provisional, hasta que sea desarrollada la reglamentación singular a la que hace referencia el artículo 12 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

La Orden ITC/914/2006, de 30 de marzo, por la que se establece el método de cálculo de la retribución de garantía de potencia para las instalaciones de generación en régimen ordinario de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, establece en su disposición transitoria segunda el método para determinar las compensaciones definitivas correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005.

En aplicación de la citada norma, la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se determina la revisión de los costes específicos definitivos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005, ha establecido el valor a 31 de diciembre de 2005 de la cuantía definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares para dichos años. Dicho valor ha sido calculado una vez descontadas las anualidades correspondientes a los ejercicios 2003, 2004 y 2005 del déficit provisional 2001-2002 e incluyendo los costes financieros devengados para cada uno de ellos, calculados con un tipo de interés igual a

la media anual del EURIBOR a tres meses. En el cuadro 1, se detallan las cantidades objeto de compensación.

Cuadro 29. Revisión del coste de generación extrapeninsular (miles €). Años 2001-2005

EJERCICIO	Miles de Euros	
	Compensación antes de intereses financieros	Compensación total incluidos intereses financieros
2001	198.524	225.763
2002	147.272	162.042
2003	69.865	75.147
2004	182.182	191.906
2005	258.398	266.356
TOTAL	856.241	921.214

Fuente: Resolución 2 de octubre 2007

No obstante, a la hora de calcular el perfil de amortización se ha tenido en cuenta lo establecido en el artículo 94 de la Ley 53/2002. En concreto, el citado artículo establece que entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, la tarifa del año correspondiente incluirá como un coste más la cuantía correspondiente a la anualidad que resulte para recuperar linealmente las cantidades que se deriven de las revisiones que se establecen en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 3490/2000, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2001 y en la Disposición adicional segunda del Real Decreto 1483/2001, de 27 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2002.

Asimismo, se ha tenido en cuenta lo establecido en la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre, por la que se desarrolla el Real Decreto 1432/2002, de 27 de septiembre, en lo referente a la cesión y/o titulización del coste correspondiente al desajuste de ingresos de las actividades reguladas anterior a 2003 y del coste correspondiente a las revisiones derivadas de los costes extrapeninsulares.

En consecuencia, se ha considerado que los importes de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a los años 2001 y 2002, de acuerdo a lo establecido en la Ley 53/2002, se deben recuperar durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2003 y el 31 de diciembre de 2010, en las condiciones establecidas en la Orden ITC/2714/2003.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que el déficit extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002 esta incluido como un ingreso de las actividades reguladas de acuerdo con lo señalado por la Ley 54/1997, y por el Real Decreto 1432/2002.

En aplicación de dicha Ley y de la normativa de desarrollo, el Real Decreto 1634/2006 incluye la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el déficit extrapeninsular correspondiente al periodo 2001 – 2002, junto con la cantidad destinada a recuperar el déficit de actividades reguladas generado con anterioridad al 2002, siendo la cantidad total de 231.456 miles de euros.

Por lo tanto, se entiende que la anualidad incluida en el Real Decreto 1634/2006, hace referencia a las revisiones de los costes de generación extrapeninsular generada entre el 1 de enero de 2003 y 31 de diciembre de 2005, dado que la revisión de costes correspondiente al periodo 2001 – 2002, ya esta incluido en el escandallo de costes.

Por último, el Real Decreto 1634/2006 establece en el artículo 1.8 que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor actual del desajuste de ingresos derivado de las revisiones de los costes de generación extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y 31 de diciembre de 2005, asciende a 80.653 miles de €, pero no establece ni el periodo de amortización de dicho déficit, ni el tipo de interés considerado, ni el importe previsto de dicho déficit.

La propuesta de Orden, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece las características de amortización de las citadas compensaciones. En particular, establece que el periodo de amortización será 15 años y que el tipo de interés aplicable al valor base del desajuste de ingresos derivados de las revisiones de los costes

de generación insular y extrapeninsular será el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones de noviembre del ejercicio correspondiente.

Por todo lo anterior, se han calculado dos anualidades con diferente horizonte temporal y diferentes condiciones de amortización: la primera destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular correspondientes a 2001 y 2002 y la segunda destinada a recuperar linealmente el desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular 2003, 2004 y 2005 (véase Cuadro 30).

Cuadro 30. Importes imputables a las tarifas eléctricas en concepto, de revisiones de los costes de generación extrapeninsular en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	DÉFICIT 2001 - 2002				DÉFICIT 2003 - 2005			
	LEGISLACIÓN	VALOR (a 31 de diciembre de 2005)			LEGISLACIÓN	VALOR (A 31 de diciembre de 2005)		
IMPORTE	921.214	Real	TOTAL	387.805 Miles de €	Real	TOTAL	533.409 Miles de €	
			2001	225.763 Miles de €		2003	75.147 Miles de €	
			2002	162.042 Miles de €		2004	191.906 Miles de €	
						2005	266.356 Miles de €	
PERIODO DE RECUPERACIÓN	ORDEN ECO/2714/2003	DESDE:	31/12/02 HASTA:	31/12/02	PROPUESTA DE ORDEN	DESDE:	1/7/06 HASTA:	30/3/21
TIPO DE INTERÉS	ORDEN ECO/2714/2003	PROMEDIO DIARIO DEL EURIBOR A TRES MESES DEL AÑO CORRESPONDIENTE			PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE DEL PERIODO A DETERMINAR		
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	ORDEN ECO/2714/2003	ANUALIDAD CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010			PROPUESTA DE ORDEN	CUOTA LINEAL CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 30 DE MARZO DEL 2021		
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	ORDEN ECO/2714/2003	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR			PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR		

1.- CALCULO IMPORTE TARIFAS DÉFICIT 2001 - 2002

Calculo del Déficit	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Saldo al inicio del año						387.805	383.717	389.663	265.618	135.820
Factor de actualización						3,078%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%
Interés del año						11.937	17.801	18.076	12.322	6.301
Anualidad						16.025	11.855	142.121	142.121	142.121
Amortización						-4.088	5.946	-124.044	-129.799	-135.820
Saldo a final del año					387.805	383.717	389.663	265.618	135.820	0

2.- CALCULO IMPORTE TARIFAS DÉFICIT 2003 - 2005

Calculo del Déficit	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo al inicio del año						533.409	552.612	498.164	472.102	444.831	416.295	386.435	355.191	322.496	288.285	252.487	215.029	175.832	134.817	91.900	46.992
Factor de actualización						3,600%	4,742%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%
Interés del año						19.203	26.205	23.110	21.901	20.636	19.312	17.927	16.477	14.961	13.374	11.713	9.975	8.157	6.254	4.263	2.180
Anualidad						0	80.653	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172	49.172
Amortización						19.203	-54.448	-26.062	-27.271	-28.536	-29.860	-31.245	-32.694	-34.211	-35.798	-37.459	-39.196	-41.015	-42.917	-44.908	-46.992
Saldo a final del año					533.409	552.612	498.164	472.102	444.831	416.295	386.435	355.191	322.496	288.285	252.487	215.029	175.832	134.817	91.900	46.992	-0

Fuente: CNE

2.2 Déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002

El cálculo de las anualidades correspondientes al desajuste de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y 31 de diciembre de 2002, se ha realizado de acuerdo con lo establecido en la Orden ECO/2714/2003, de 25 de septiembre.

En el Cuadro 31 se resumen las características y los importes imputables a las tarifas eléctricas en concepto de déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002.

Cuadro 31. Desajuste de ingresos de las actividades reguladas registrado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre de 2002

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	LEGISLACIÓN	VALOR
IMPORTE (A 31 DE DICIEMBRE DE 2002) (€)	ORDEN ECO/2714/2003	1.522.332,04 Miles de €
PERIODO DE RECUPERACIÓN	ORDEN ECO/2714/2003	DESDE: 31/12/02 HASTA: 31/12/10
TIPO DE INTERÉS	ORDEN ECO/2714/2003	PROMEDIO DIARIO DEL EURIBOR A TRES MESES DEL AÑO CORRESPONDIENTE
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	ORDEN ECO/2714/2003	ANUALIDAD CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	ORDEN ECO/2714/2003	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR

2.- CALCULO IMPORTE TARIFAS

Calculo del Déficit	2.002	2.003	2.004	2.005	2.006	2.007	2.008	2.009	2.010
Saldo al inicio del año		1.522.332	1.343.956	1.163.750	980.061	799.674	617.170	420.702	215.119
Factor de actualización		2,330%	2,107%	2,184%	3,078%	4,639%	4,639%	4,639%	4,639%
Interés del año		35.470	28.317	25.416	30.166	37.097	28.631	19.516	9.979
Anualidad		213.846	208.524	209.105	210.553	219.601	225.099	225.099	225.099
Amortización		-178.376	-180.207	-183.689	-180.387	-182.504	-196.468	-205.582	-215.119
Saldo a final del año	1.522.332,04	1.343.956,38	1.163.749,85	980.061,22	799.674,17	617.170,05	420.701,80	215.119,38	-0,00

Fuente: CNE

2.3 Déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de diciembre de 2005

El importe estimado de la anualidad en 2008 correspondiente al derecho de cobro por la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas del ejercicio 2005, a efectos de su consideración en la determinación de la tarifa, asciende a 371.556 miles de euros. En la determinación de esta cifra se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Los pagos efectivamente percibidos por los titulares del derecho en 2006 y en 2007, ascienden a 71.927.299,1 € y 330.028.546,75 €, respectivamente.
- Según se establece en la Orden ITC/2334/2007, para el cálculo de la anualidad el tipo de interés a utilizar será la media de las cotizaciones del EURIBOR a tres meses del mes de noviembre de 2007 (4,703%).

Cuadro 32. Déficit de actividades reguladas registrado entre el 1 de enero de 2005 y el 31 de enero de 2005

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	LEGISLACIÓN	VALOR
IMPORTE (A 31 DE DICIEMBRE DE 2005)	RD 1634/2006	3.830.447 Miles de €
PERIODO DE RECUPERACIÓN	RD 809/2006	DESDE: 1/7/06 HASTA: 31/12/20
TIPO DE INTERÉS	RD 809/2006	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE DEL PERIODO A DETERMINAR
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	RD 809/2006	CUOTA LINEAL CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2020
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	RD 809/2006	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR

2.- CALCULO IMPORTE TARIFAS

Calculo del Déficit	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Saldo al inicio del año		3.830.447	3.898.217	3.710.356	3.496.896	3.273.398	3.039.388	2.794.373	2.537.835	2.269.231	1.987.996	1.693.533	1.385.223	1.062.412	724.420	370.532
Factor de actualización		3,647%	3,647%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%
Interés del año		139.696	142.168	174.498	164.459	153.948	142.942	131.419	119.354	106.722	93.495	79.647	65.147	49.965	34.069	17.426
Anualidad		71.927	330.029	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958	387.958
Saldo a final del año	3.830.447	3.898.217	3.710.356	3.496.896	3.273.398	3.039.388	2.794.373	2.537.835	2.269.231	1.987.996	1.693.533	1.385.223	1.062.412	724.420	370.532	-0

Fuente: CNE

Nota: El valor base actualizado a 31 de diciembre de 2006 recogido en el preámbulo de la Orden ITC/2344/2007 no se corresponde con la actualización del valor base del déficit 2005 aplicado el tipo de interés en base Act/365, tal y como establece la propia Orden, por lo que se ha procedido al cálculo del citado valor de acuerdo con lo establecido en la citada Orden.

2.4 Déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006.

El punto 6 del artículo 1 de la propuesta de Orden establece con carácter provisional en 208.930 miles de euros la anualidad necesaria para recuperar el valor actual del déficit correspondiente al ejercicio tarifario 2006.

La Orden ITC/3315/2007, de 15 de noviembre, por la que se regula, para el año 2006, la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente, establece en el punto cuarto de la Disposición Adicional Única que la Comisión Nacional de Energía comunicará a la Secretaría General de Energía, en un plazo de 30 días desde la entrada en vigor de la Orden, la cuantía final del déficit de ingresos del sistema eléctrico del año 2006.

En cumplimiento de dicho mandato el Consejo de Administración de la Comisión Nacional de Energía, en su sesión de 18 de diciembre de 2007, ha aprobado la remisión del informe en el que se calcula de forma provisional el déficit de las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico correspondiente a 2006, habiéndose tenido en cuenta lo siguiente:

- Precio definitivo de adquisición de la energía adquirida por los distribuidores a través del mecanismo de asimilación (49,23 €/MWh).
- Ingresos de las empresas eléctricas facturados hasta junio de 2007.
- Últimos precios del mercado organizado de producción.
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 12 de noviembre de 2007, por la que se aprueba la cantidad definitiva correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de julio de 2006 y el 31 de diciembre de 2006, a los efectos de lo contemplado en el apartado 1.6. del Anexo del Acuerdo del Consejo

de Ministros de 16 de marzo de 2007, por el que se establece un Plan de Viabilidad para la empresa ELCOGÁS, S.A. publicado en la Resolución de 27 de marzo de 2007, de la Subsecretaría.

- Sentencia de 17 de octubre de 2007, de la Sala Tercera del Tribunal Supremo por la que se anula el artículo 5 del Real Decreto 1556/2005, de 23 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2006, referido al Plan de Acción 2005-2007 de Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética. La anulación del mencionado artículo 5 comporta que, en cumplimiento de lo dispuesto por la Sentencia, el importe que fue abonado al IDAE correspondiente al 2006 en los términos y plazos dispuestos por el precepto de la Orden ITC 763/2006 haya de retornar finalmente a la tarifa.

En consecuencia, se considera que en el caso de que la sentencia del Tribunal Supremo relativa a la anulación del cargo en la tarifa del 2006 correspondiente al Plan de Acción 2005-2007 de Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética se ejecute con cargo a la liquidación del ejercicio 2006, el déficit correspondiente a dicho periodo sería de 2.213.591.161,63 euros

Esta Comisión ha estimado en 210.242 miles de euros la anualidad necesaria para recuperar el déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas, superior en 1.312 miles de euros a la considerada en la propuesta de Orden. Para ello, se ha considerado un periodo de amortización de 15 años y el tipo de interés aplicable al valor base del desajuste de ingresos el Euribor a tres meses de la media de las cotizaciones de noviembre de 2006, esto es, 4,703%.

En el Cuadro 33 se resumen las características y los importes imputables a las tarifas eléctricas en concepto de déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero de y el 31 de diciembre de 2006.

Cuadro 33. Déficit de actividades reguladas registrado entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de enero de 2006

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	LEGISLACIÓN	VALOR
IMPORTE (A 31 DE DICIEMBRE DE 2005)		3.177.397,12 Miles de €
DEVOLUCIÓN DERECHOS EMISIÓN CO2	ORDEN ITC/3315/2007	963.805,96 Miles de €
IMPORTE A DEVOLVER		2.213.591,16 Miles de €
PERIODO DE RECUPERACIÓN	PROPUESTA DE ORDEN	DESDE: 1/7/06 HASTA: 31/12/21
TIPO DE INTERÉS	PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE DEL PERIODO A DETERMINAR
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	PROPUESTA DE ORDEN	CUOTA LINEAL CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR

2.- CALCULO IMPORTE TARIFAS

Calculo del Déficit	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Saldo al inicio del año		2.213.591	2.121.199	2.010.717	1.895.039	1.773.920	1.647.106	1.514.327	1.375.304	1.229.742	1.077.335	917.760	750.680	575.743	392.578	200.799
Factor de actualización		3,647%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%
Interés del año		80.730	99.760	94.564	89.124	83.427	77.463	71.219	64.681	57.835	50.667	43.162	35.304	27.077	18.463	9.444
Anualidad		173.122	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242	210.242
Amortización		-92.392	-110.482	-115.678	-121.118	-126.815	-132.779	-139.023	-145.562	-152.407	-159.575	-167.080	-174.938	-183.165	-191.779	-200.799
Saldo a final del año	2.213.591	2.121.199	2.010.717	1.895.039	1.773.920	1.647.106	1.514.327	1.375.304	1.229.742	1.077.335	917.760	750.680	575.743	392.578	200.799	-0

Fuente: CNE

2.5 Déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2007

El punto 1 del apartado 10 del Real Decreto 1634/2006 reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y estima en 750.000 miles de € el correspondiente al primer trimestre de 2007.

Adicionalmente, el Real Decreto 1634/2006 establece 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 financiarán 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.

Finalmente, dicho Real Decreto establece que el valor de los porcentajes será el que corresponda a la cuota que resulte para recuperar linealmente durante un periodo de 15 años las cantidades aportadas, considerando para el cálculo de la cuota como tipo de interés el EURIBOR a tres meses de la media de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año durante el que haya de aplicarse incrementado con el diferencial que corresponda según el resultado de la subasta.

Por otra parte, el Real Decreto 871/2007, de 29 de junio, por el que se ajustan las tarifas eléctricas a partir del 1 de julio de 2007, reconoce ex ante la existencia de un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007 que asciende a 750.000 miles de euros.

Con fecha 7 de julio de 2007, se publicó en el BOE la Orden PRE/2017/2007, de 6 de julio, por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta.

Dicha Orden, en el apartado 4 de su artículo 8, establece que las subastas serán gestionadas por la Comisión Nacional de Energía.

El pasado 27 de noviembre de 2007, la CNE, en su condición de gestor de la subasta, y a la vista de las ofertas presentadas y tomando en consideración la necesidad de aplicar un criterio de prudencia que evite una influencia negativa sobre futuras financiaciones del déficit tarifario así como sobre otras emisiones de naturaleza similar, acordó la no adjudicación de los derechos de cobro.

No obstante, debe tenerse en cuenta que previsiblemente en el momento que se celebró la subasta correspondientes al ejercicio 2007, se conocerá el déficit correspondiente dicho ejercicio. Por lo que se ha tomado como importe a financiar el déficit previsto para dicho año de acuerdo con el escenario de previsión de esta Comisión, que se estima en 745.193 Miles de €.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que la propuesta de Orden, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, establece en su articulado que la determinación, para el año 2007, de la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en el importe equivalente al valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente se realizará aplicando lo establecido en la Orden ITC/3315/2006, esto es, de manera similar a lo realizado para el ejercicio 2006.

Esta Comisión ha procedido a estimar el importe de dichos derechos correspondiente al ejercicio 2007, considerando durante el periodo comprendido entre enero y noviembre de 2007 las cotizaciones registradas en el mercado organizado por Powernext, S.A. y la cotización del mes de noviembre de 2007 de dicho mercado como mejor estimación de la cotización correspondiente al mes de diciembre.

Por simplicidad y si bien la Orden ITC/3315/2006 establece que el periodo de recuperación del déficit correspondiente al ejercicio 2007 deberá realizarse en un plazo máximo de quince años a partir de la fecha de su subasta, se ha considerado que la amortización de dicho déficit finaliza el 31 de diciembre del 2022.

En consecuencia, se estima que el déficit de las actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2007, es de 694.351 Miles de €, resultando de restar al déficit de las actividades reguladas previsto para ejercicio 2007 (745.193 Miles de €), el importe de los derechos de emisión previsto para dicho año (50.842 Miles de €).

En el Cuadro 34 se resumen las características y las anualidades resultantes para cada uno de los dos escenarios en concepto de déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2007.

Cuadro 34. Déficit de actividades reguladas correspondiente al año 2007.

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	LEGISLACIÓN	VALOR
IMPORTE (A 31 DE DICIEMBRE DE 2007)	Previsto Cierre 07	745.193 Miles de €
Devolución Derechos CO ₂	Previsto Cierre 07	50.842 Miles de €
Déficit a a recuperar		694.351 Miles de €
PERIODO DE RECUPERACIÓN	Orden ITC/2017/2007	DESDE: 1/1/08 HASTA: 31/12/22
TIPO DE INTERÉS	Orden ITC/2017/2007	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE DEL PERIODO A DETERMINAR
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	Orden ITC/2017/2007	CUOTA LINEAL CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022
MARGEN	Orden ITC/2017/2007	0 PUNTOS BÁSICOS
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	Orden ITC/2017/2007	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR

2.- ANUALIDADES

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Saldo al inicio del año	694.351	719.674	685.570	649.862	612.475	573.330	532.344	489.430	444.497	397.452	348.194	296.619	242.619	186.080	126.881	64.898
Factor de actualización	3,647%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%
Interés del año	25.323	33.846	32.242	30.563	28.805	26.964	25.036	23.018	20.905	18.692	16.376	13.950	11.410	8.751	5.967	3.052
Anualidad		67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950	67.950
Amortización	25.323	-34.104	-35.708	-37.387	-39.145	-40.986	-42.914	-44.932	-47.045	-49.258	-51.575	-54.000	-56.540	-59.199	-61.983	-64.898
Saldo a final del año	719.674	685.570	649.862	612.475	573.330	532.344	489.430	444.497	397.452	348.194	296.619	242.619	186.080	126.881	64.898	-0

Fuente: CNE

2.6 Déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2008.

El punto 11 del artículo 1 de la propuesta de Orden, por la que se revisan las tarifa eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, reconoce la existencia de un déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de marzo de 2008 que asciende a un máximo de 1.200.000 Miles de €.

El citado déficit se financiará con los ingresos que se obtengan mediante la cesión de los derechos de cobro correspondientes a dicho déficit durante 15 años. Dicha cesión se realizará mediante un procedimiento de subasta.

Las cantidades a imputar a la tarifa eléctrica de cada año, serán las que correspondan para recuperar linealmente durante un periodo de 15 años las cantidades aportadas, calculadas utilizando como tipo de interés el EURIBOR a tres meses de las cotizaciones del mes de noviembre inmediatamente anterior al año durante el que haya de aplicarse.

No obstante lo anterior, el Real Decreto-Ley 11/2007, de 7 de diciembre, establece la minoración de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica como consecuencia del mayor ingreso obtenido por la incorporación a los precios del valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente por la aplicación del Plan Nacional de Asignación de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008 – 2012, correspondientes a las instalaciones de producción de energía eléctrica en el territorio peninsular español en régimen ordinario, cualquiera que sea su tecnología. Asimismo, el citado Real Decreto-Ley, establece los criterios para efectuar la citada minoración, pero no el procedimiento de cálculo aplicable.

Esta Comisión, ha procedido a estimar la valoración de los citados derechos correspondiente al ejercicio 2008, aplicando el procedimiento establecido en la Orden ITC/3315/2006, aplicado para calcular la valoración de las emisiones de los ejercicios 2006 y 2007.

Para ello, ha realizado las siguientes hipótesis:

- Se han distribuido las emisiones promedio anual autorizadas para el ejercicio 2008 - 2012 entre las tecnologías asignatarias, de acuerdo a las emisiones asignadas para el ejercicio 2007.
- Como mejor previsión de la producción de las instalaciones no asignatarias correspondiente al año 2008, se ha considerado la producción declarada por el Operador del Sistema para dicho año para las instalaciones nucleares e hidráulicas, excluyendo consumos en bombeo y consumos en generación.
- Como mejor previsión del precio del CO₂ correspondiente al ejercicio 2008, se ha considerado la cotización del futuro 2008 en el mercado organizado por ECX durante los últimos 30 días (22,7 €/tonelada).

Se estima que el valor de los derechos de emisión correspondiente al ejercicio 2008, calculados de acuerdo a las hipótesis anteriormente señaladas es de 1.300 Millones de €.

En consecuencia, se ha considerado un déficit de actividades reguladas previsto para 2008 de 3.450.000 Miles de €, resultado de considerar un déficit de las actividades reguladas de 4.750.000 Miles de €, déficit previsto en la memoria que acompaña a la propuesta de Orden, y el importe en concepto de devolución de derechos de emisión de CO₂ calculado anteriormente.

Cuadro 35. Déficit de actividades reguladas correspondiente al año 2008.

1.- CARACTERÍSTICAS

CARACTERÍSTICAS	LEGISLACIÓN	VALOR
IMPORTE (A 31 DE DICIEMBRE DE 2007)	Previsto	4.750.000 Miles de €
Devolución Derechos CO ₂	Previsto	1.300.000 Miles de €
Déficit a recuperar	Previsto	3.450.000 Miles de €
PERIODO DE RECUPERACIÓN	PROPUESTA DE ORDEN	DESDE: 1/1/07 HASTA: 31/12/21
TIPO DE INTERÉS	PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE DEL PERIODO A DETERMINAR
SISTEMA DE CÁLCULO DE LA ANUALIDAD	PROPUESTA DE ORDEN	CUOTA LINEAL CONSTANTE NECESARIA PARA LA RECUPERACIÓN EL 31 DE DICIEMBRE DE 2022
TIPO DE INTERÉS A UTILIZAR PARA LA DETERMINACIÓN PROVISIONAL DEL IMPORTE	PROPUESTA DE ORDEN	EURIBOR A TRES MESES DEL MES DE NOVIEMBRE ANTERIOR AL PERIODO A DETERMINAR

2.- ANUALIDADES

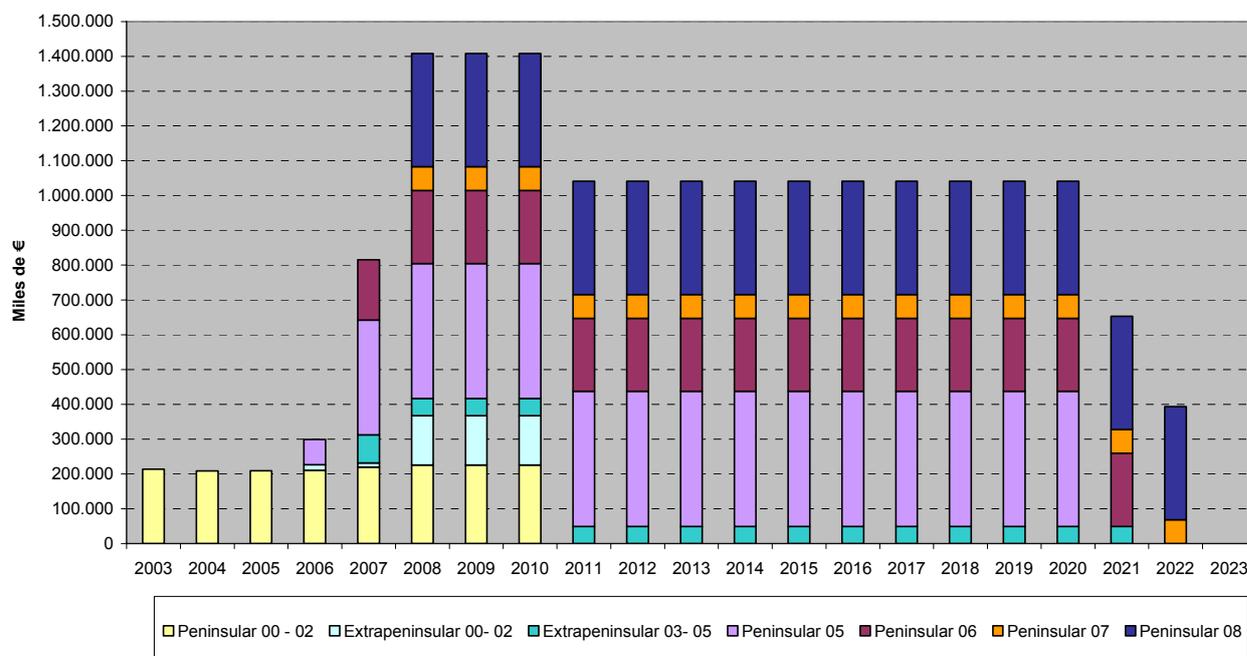
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Saldo al inicio del año		3.450.000	3.286.512	3.115.335	2.936.107	2.748.450	2.551.968	2.346.246	2.130.848	1.905.320	1.669.185	1.421.945	1.163.078	892.035	608.246	311.110
Factor de actualización		4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%	4,703%
Interés del año		162.254	154.565	146.514	138.085	129.260	120.019	110.344	100.214	89.607	78.502	66.874	54.700	41.952	28.606	14.632
Anualidad		325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742	325.742
Amortización		-163.488	-171.177	-179.228	-187.657	-196.482	-205.723	-215.398	-225.528	-236.135	-247.240	-258.868	-271.042	-283.789	-297.136	-311.110
Saldo a final del año		3.286.512	3.115.335	2.936.107	2.748.450	2.551.968	2.346.246	2.130.848	1.905.320	1.669.185	1.421.945	1.163.078	892.035	608.246	311.110	-0

Fuente: CNE

En el Gráfico 24 se resume la evolución de las distintas anualidades correspondientes a los déficit de actividades reguladas y revisiones del coste de generación extrapeninsular, de acuerdo con los supuestos descritos anteriormente.

Se observa que el mayor impacto sobre las tarifas de acceso se producirá entre los años 2008-2010, periodo durante el que la cantidad a imputar por este concepto alcanzaría los 1.408.283 Miles de €.

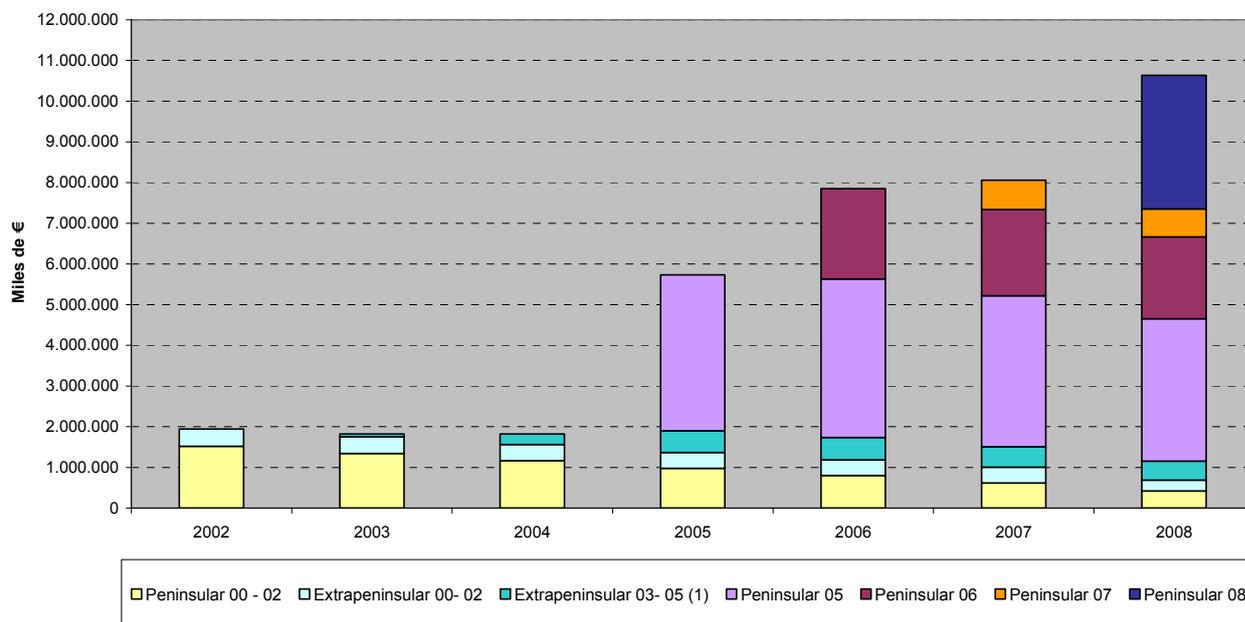
Gráfico 24. Anualidades del déficit de las actividades reguladas y revisión del coste de generación extrapeninsular. 2003 - 2022



Fuente: CNE

Por otra parte, en el Gráfico 25 se muestra la evolución del importe pendiente a 31 de diciembre de cada año, desde el ejercicio 2002. Se observa que a 31 de diciembre de 2008, se estima que el importe pendiente de compensar alcance los 10.638.117 miles de €, un 32% superior a la cantidad pendiente a 31 de diciembre de 2007. Considerando que el número de suministros previsto para el ejercicio 2008, es de 27.551.382, la cantidad que en términos medios tiene pendiente de amortizar cada suministro es de 386 euros.

Gráfico 25. Importe pendiente a 31 de diciembre de cada año



Nota : (1) Importe a 31 de diciembre de 2005

Fuente: CNE

3. IMPACTO SOBRE EL ESCANDALLO DE COSTES DEL PERIODO 2003 – 2021

Para valorar el impacto, que los distintos conceptos de déficit tendrán sobre los precios regulados, es necesario estimar cuáles serán los costes del sistema durante el periodo de amortización de los mismos.

Para estimar la evolución de los costes de acceso ha sido necesario establecer las siguientes hipótesis:

- **Evolución de la demanda**

Se ha tenido en cuenta la versión preliminar del documento de “Planificación de los Sectores de Electricidad y Gas 2007-2016”, publicado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en su página web el pasado 30 de julio de 2007.

En concreto, para el periodo 2009 – 2016 se ha aplicado a la demanda prevista por el Ministerio para el ejercicio 2008, de acuerdo con la información que acompaña a la

propuesta de Orden por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2008, las tasas de variación previstas en dicho documento de planificación para los sistemas peninsular y extrapeninsular.

Para el resto del periodo, esto es 2017-2022, se ha considerado que la demanda peninsular aumentará un 3% (aumento medio de la demanda peninsular en el periodo 2007 – 2016) y que la demanda extrapeninsular aumenta un 5,3% (aumento medio de la demanda peninsular en el periodo 2007 – 2016).

- **Evolución IPC**

Se ha considera el objetivo de inflación del Banco Central Europeo para todo el periodo, esto es, un 2%.

- **Retribución del transporte**

El pasado 21 de noviembre de 2007 tuvo entrada en esta Comisión, propuesta de Real Decreto por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha diferenciado entre la retribución al transporte correspondiente a las instalaciones con puesta en funcionamiento anterior y posterior al 1 de enero de 2008.

La retribución anual de la actividad de transporte correspondiente a las instalaciones con entrada en funcionamiento con anterioridad al 1 de enero de 2008, se ha calculado de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 2018/1998, esto es, actualizando la retribución reconocida el año anterior de acuerdo con el sistema retributivo vigente (IPC – X).

En relación con lo anterior, es preciso señalar que la Real Decreto por el que se establece la actividad a partir del 1 de enero de 2008, establece en su disposición adicional sexta los índices de eficiencia X e Y a utilizar durante el periodo 2008 – 2012 (0,6%) y durante el periodo 2013-2016 (1%), factores que han sido tenidos en cuenta en el cálculo de dicha retribución.

La retribución de las instalaciones con puesta en funcionamiento posterior al 1 de enero de 2008, se ha calculado de acuerdo a lo establecido en la propuesta de Real Decreto, considerando lo siguiente:

- Para el periodo 2009 – 2016, se ha considerado el volumen de inversión a realizar en instalaciones de transporte previsto en el documento de planificación anteriormente citado. No obstante, se ha considerado que sólo se llevan a cabo el 80% de las actuaciones tipo A, el 50% de las actuaciones tipo B1 y el 30% de las actuaciones tipo B2, porcentajes considerados en el vigente documento de planificación “Desarrollo de las redes de transporte 2002-2011”.
- Para el resto de periodo considerado 2017 – 2022, se han considerado la media de las inversiones previstas para el periodo 2007 – 2016 en el documento de planificación
- Se ha supuesto que los costes de explotación, representan el 2,5% del valor bruto de la inversión.
- Como tasa de retribución financiera se ha utilizado la considerada en la memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto, esto es, 7,99%.

Asimismo, se ha considerado que el 3% de la retribución de la actividad de transporte es destinada a reducir el impacto socio ambiental derivado de la construcción de infraestructuras de transporte, de acuerdo a lo establecido en la Ley 54/1997, en la redacción dada por la Ley 17/2007.

- **Retribución de la distribución**

La retribución anual de la actividad de distribución se actualiza de acuerdo con el sistema retributivo propuesto en la propuesta de Orden, considerando el incremento de la demanda señalado anteriormente.

- **Sobrecoste del Régimen Especial**

En el cálculo del sobrecoste del Régimen Especial se han tenido en cuenta los objetivos de Europa. En concreto, según la Comisión de las Comunidades Europeas, se estima que la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, puede alcanzar el 35% del

total de la energía eléctrica producida en el año 2020²¹. En consecuencia, se ha supuesto un crecimiento lineal desde el nivel previsto para el año 2008 (23%) hasta el objetivo señalado (35%). La energía producida por dichas instalaciones se ha valorado a la prima media prevista para el 2008 actualizada por el IPC.

- **Compensación extrapeninsular**

La energía producida por las instalaciones del régimen ordinario extrapeninsular, calculada como diferencia entre la demanda prevista para dichos sistemas y la energía producida por las instalaciones del régimen especial, se ha valorado al coste de generación previsto para el año 2008 actualizado con el IPC.

Se considera que la energía producida por las instalaciones de régimen especial extrapeninsular aumenta a la misma tasa que la peninsular.

- **Moratoria Nuclear**

En el cálculo de las anualidades correspondientes al año 2008 y siguientes se ha tenido en cuenta, por una parte, el importe pendiente de compensación a 31 de diciembre de 2006 y, por otra parte, la anualidad para 2007, de acuerdo con los porcentajes establecidos en el Real Decreto 1634/2006, de forma que se asegure la devolución del importe pendiente el 31 de diciembre de 2019.

- **Servicios aportados por Grandes Consumidores**

Se ha considerado un coste adicional en concepto de servicios de gestión de la demanda aportados por los grandes consumidores eléctricos, teniendo en cuenta lo establecido en la Disposición adicional primera, en la Disposición adicional tercera del Real Decreto 1635/2006, y en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción.

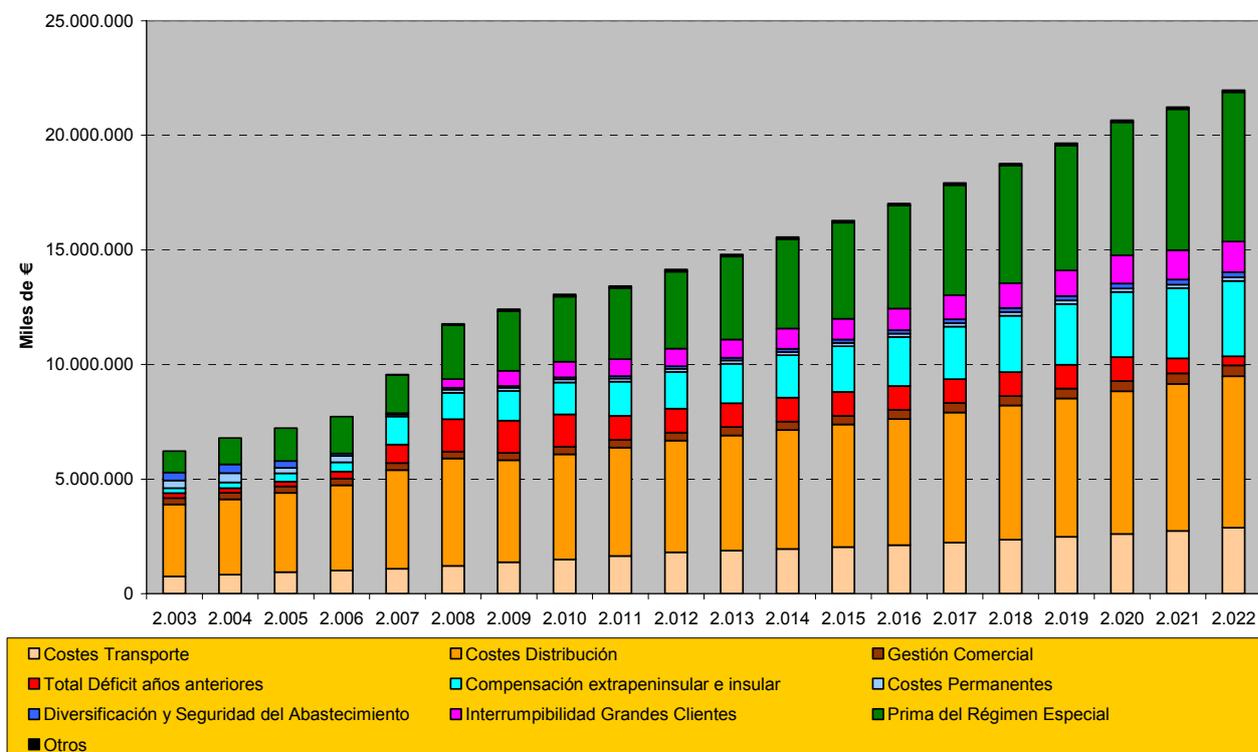
²¹ Comunicación de la Comisión al Consejo y al Parlamento Europeo. Programa de trabajo de la energía renovable. Bruselas 10 de enero de 2007.

El coste medio del citado servicio correspondiente para el ejercicio 2008, se ha actualizado con el IPC previsto, considerando los límites retributivos establecidos en la citada Orden. Asimismo, se ha considerado que cada cuatro años, plazo de revisión del sistema de interrumpibilidad, se revisa el límite retributivo máximo establecido actualizándolos con los IPC registrados desde el último periodo de actualización.

En los costes de acceso correspondientes al periodo 2009-2022 se ha considerado que no se producen déficit de las actividades reguladas adicionales a los considerados en el apartado 3.

A modo de resumen, en el Gráfico 25 se muestra la evolución de los costes de acceso en el periodo 2003-2022, así como su composición por concepto de coste.

Gráfico 26. Costes del acceso. 2003 – 2022



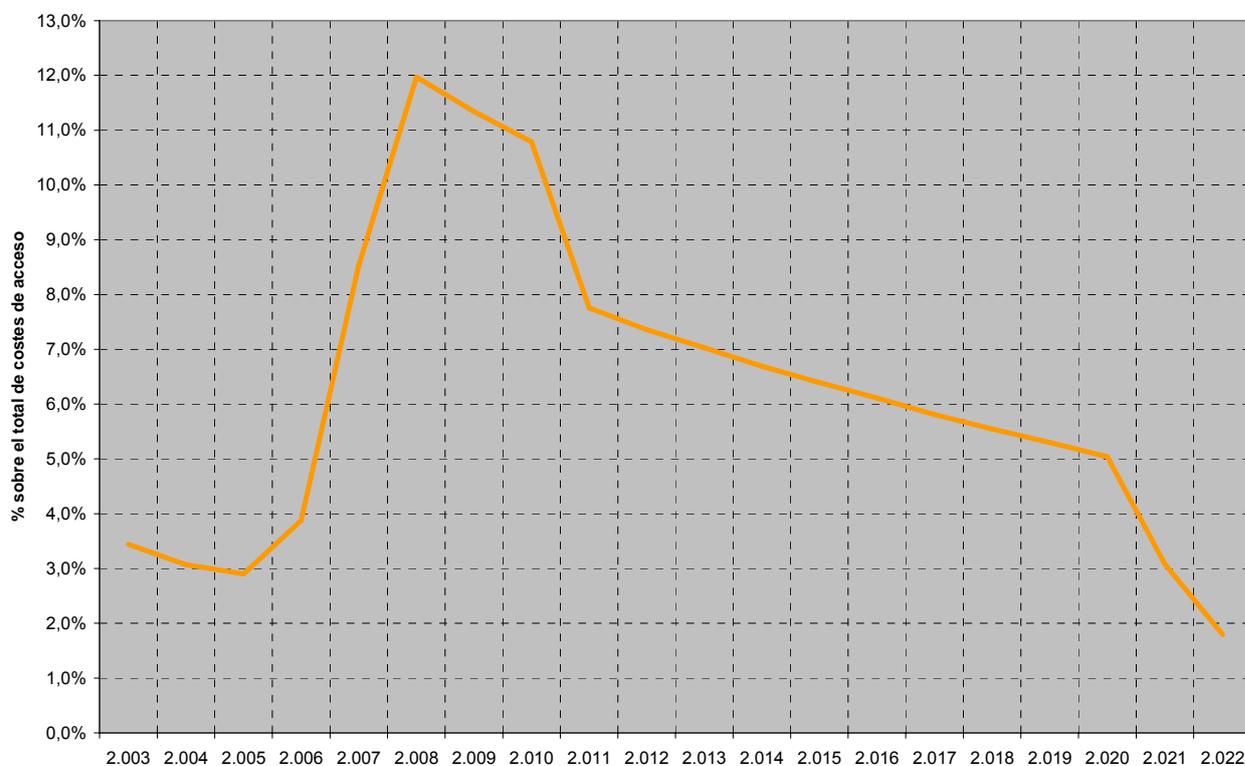
Fuente: CNE

Se estima que en el año 2022, los costes de acceso serán en términos nominales un 87% superiores a los previstos para el año 2008 y, en términos reales, esto es, considerando el IPC previsto para dichos años, un 42% superior.

Cabe señalar que, en el año 2022 los costes relacionados con las redes únicamente representarán el 45% del total de costes, frente al 53% que representan en el año 2008, mientras que el 52% restante se deberá fundamentalmente a la compensación extrapeninsular con un 15% y a la prima del régimen especial con un 30%.

En el Gráfico 6 se resume el porcentaje que sobre los costes de acceso representa los déficit de actividades reguladas y la revisión del coste de generación extrapeninsular en el periodo 2003–2022.

Gráfico 27. Porcentaje que supondrán los déficits de actividades reguladas y la revisión del coste de generación extrapeninsular sobre los costes de acceso. 2003 - 2022



Fuente: CNE

Cabe señalar que en el año 2008 se producirá el mayor impacto de los déficit sobre los costes de acceso, representando el 12% del total de costes de acceso. A partir de 2010, como consecuencia de la amortización del desajuste de ingresos correspondiente a los años 2000, 2001 y 2002 y de la amortización de la revisión del coste de generación extrapeninsular correspondiente a los años 2001 y 2002, los déficit van disminuyendo su contribución a los costes de acceso.

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 y Solanar la información solicitada con fecha 25 de julio de 2007, relativa a:

- Previsiones sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre del año 2007 y para el año 2008. 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 2007 y para el año 2008.

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 2008.

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 SINCRO²².

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,

²² Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.

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 2007 y 2008 sean el resultado de aplicar las tarifas vigentes en 2007, establecidas en el Real Decreto 1634/2006 y en el RD 871/2007, a las variables de facturación previstas por las mismas para 2007 y 2008.

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.

La CNE ha elaborado los escenarios de cierre de 2007 y 2008 de consumos, potencias e ingresos con las tarifas integrales y de acceso del RD 1634/2006 y RD 871/2007 para el cierre de 2007 y del RD 871/2007 para 2008, a partir de las previsiones realizadas por las empresas y validadas por esta Comisión (véase punto 4 de este Anexo).

En el apartado segundo del presente Anexo se describen los principales cambios introducidos en los escenarios CNE para el cierre de 2007 y 2008 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 2008 a las tarifas integrales y de acceso del RD 871/2007 respecto a la información de las empresas.

Por último, se presenta el escenario CNE para cierre de 2007 y 2008.

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 Comisión 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.

El escenario considerado por esta Comisión para el cierre de 2007 se corresponde, con carácter general, con las previsiones de número de clientes, consumos y potencias facilitadas por las empresas.

A continuación, se describen los cambios realizados respecto de las previsiones de cierre de 2007 facilitadas por las empresas.

- *Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y a Tarifa Horaria de Potencia*

Se han tomado las previsiones facilitadas por las empresas de forma individualizada relativas a la potencia facturada, las potencias contratadas por periodo y el consumo, con la excepción de seis clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y un cliente acogido a Tarifa Horaria de Potencia.

En concreto, se han modificado las previsiones de consumo del cierre del año 2007 de seis clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad por ser inconsistentes con las previsiones de potencias.

En cuanto al cliente acogido a la THP, cabe señalar que se trata un cliente para el que se dispone de dos previsiones de consumo debido a que éste está suministrado por una empresa participada por Unión FENOSA y Viesgo. En consecuencia, se ha tomado la previsión de consumo de una de las empresas, por haberse considerado la más

adecuada teniendo en cuenta la evolución histórica del consumo y la potencia del dicho cliente.

En cuanto a las previsiones correspondientes al ejercicio 2008, se han detectado algunas inconsistencias entre empresas en sus previsiones de consumos para este año, debido a problemas en la interpretación de la información solicitada motivados (principalmente por la desaparición de las tarifas generales de alta tensión a partir del 1 de julio de 2008). Por este motivo, una vez contrastada la información solicitada a las empresas, se ha procedido a estimar un escenario para 2008 partiendo de la información facilitada por las empresas para cada grupo tarifario en el año 2008. En concreto, se ha procedido de la siguiente manera.

En primer lugar, se ha aplicado a la previsión de cierre para 2007 las variaciones totales por grupo tarifario previstas por las empresas.

En segundo lugar, se han considerado las siguientes hipótesis en relación con la participación de los clientes en el mercado en 2008:

- Clientes acogidos a suministros de baja tensión: la participación en el mercado de los clientes de baja tensión se ha realizado según las previsiones de las empresas.
- Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión sin complemento de interrumpibilidad: se considera una reducción lineal progresiva de los clientes acogidos a estas tarifas entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2008.
- Clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad y a Tarifa Horaria de Potencia: se considera que los clientes acogidos a estas tarifas se mantienen a tarifa integral hasta el 30 de junio de 2008 y que a partir del 1 de julio de 2008 pasan al mercado liberalizado.
- Clientes acogidos a las tarifas G.4 y D, teniendo en cuenta que el Real Decreto 871/2007 únicamente establece la eliminación de las tarifas generales de alta tensión y la tarifa horaria de potencia, se ha considerado que los clientes acogidos a estas tarifas permanecen en tarifa integral durante 2008.

Por último, se ha considerado que se produce un traspaso de clientes de la tarifa de acceso de tres periodos (esto es, 3.1 A) a la tarifa de acceso de seis periodos (6.1), de acuerdo con las previsiones facilitadas por las empresas.

3. FACTURACIÓN ESCENARIO CNE VS FACTURACIÓN DE LAS EMPRESAS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y TARIFAS DE ACCESO DEL RD 1634/2006 y RD 871/2007

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 1634/2006 y del RD 871/2007 para obtener los ingresos correspondientes a 2007 y a las tarifas integrales y de acceso vigentes del RD 871/2007 para obtener los ingresos correspondientes a 2008.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2007 y 2008.

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. 1634/2006 en la primera mitad de 2007 y el del R.D. 871/2007 en la segunda mitad de 2007 y en el año 2008 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 Real Decreto correspondiente 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 a la potencia contratada por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a la tarifa THP.
- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía por periodo horario al consumo por periodo horario de cada uno de los clientes acogidos a la tarifa 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 la tarifa THP son penalizados de forma cuadrática y a que se ha incluido información de potencias contratadas por periodos para la temporada 2007-2008.

- *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 2007 y 2008.

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 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 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 CIERRE 2007 Y 2008 DE CONSUMOS E INGRESOS A LAS TARIFAS INTEGRALES Y DE ACCESO DEL RD 1634/2007 Y RD 871/2007

A continuación se resume el escenario de la CNE para el cierre de 2007 y 2008 de consumos e ingresos regulados (a las tarifas integrales y de acceso del RD 871/2007 en el caso de 2007 y RD 871/2007 para 2008) previstos para el cierre de 2007 y el año 2008, desglosado por niveles de tensión.

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos. Año 2007								
	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles ₺ a precios RD 1634/2006 + RD 871/2007)			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
BT	107.517	15.590	12,7%	123.106	11.783.064	665.793	5,3%	12.448.857
2.0 A (1)	65.817	6.850	9,4%	72.667	7.691.121	354.378	4,4%	8.045.499
2.0 DHA (2)	12.243	4	0,0%	12.246	944.968	177	0,0%	945.145
3.0 A (3)	29.457	8.736	22,9%	38.193	3.146.975	311.238	9,0%	3.458.213
MT	41.745	39.723	48,8%	81.468	3.388.566	623.697	15,5%	4.012.263
3.1 A	15.360	5.337	25,8%	20.698	1.354.140	121.519	8,2%	1.475.660
6.1	26.385	34.385	56,6%	60.770	2.034.426	502.178	19,8%	2.536.603
AT	41.601	8.957	17,7%	50.558	1.655.666	76.995	4,4%	1.732.661
6.2	13.082	6.653	33,7%	19.734	635.899	56.933	8,2%	692.832
6.3	8.528	1.246	12,7%	9.773	363.424	10.555	2,8%	373.979
6.4	19.992	1.059	5,0%	21.051	656.343	9.507	1,4%	665.850
TTS		169	100,0%	169		740	100,0%	740
Total (4)	190.863	64.439	25,2%	255.301	16.827.296	1.367.225	7,5%	18.194.521

(1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados

(2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N

(3) Incluye el consumo de la tarifa R.0

(4) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

Fuente: CNE, elaboración propia a partir de la información facilitada por las empresas

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos. Año 2008

	Consumo (GWh)				Ingresos Regulados (Miles €) a precios RD 871/2007			
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total
BT	106.851	21.585	16,8%	128.436	11.847.268	886.938	7,0%	12.734.206
2.0 A (1)	67.951	7.550	10,0%	75.501	7.870.789	396.914	4,8%	8.267.703
2.0 DHA (2)	12.772	13	0,1%	12.785	1.064.918	436	0,0%	1.065.354
3.0 A (3)	26.128	14.023	34,9%	40.150	2.911.562	489.588	14,4%	3.401.149
MT	43.338	42.163	49,3%	85.501	1.088.910	1.113.283	50,6%	2.202.193
3.1 A	14.979	5.205	25,8%	20.183	343.383	392.507	53,3%	735.890
6.1	28.359	36.959	56,6%	65.318	745.527	720.777	49,2%	1.466.304
AT	42.724	9.199	17,7%	51.923	968.850	253.919	20,8%	1.222.769
6.2	13.435	6.832	33,7%	20.267	338.120	157.985	31,8%	496.105
6.3	8.758	1.279	12,7%	10.037	194.224	62.033	24,2%	256.257
6.4	20.531	1.088	5,0%	21.619	436.506	33.900	7,2%	470.406
TTS		169	100,0%	169		740	100,0%	740
Total (4)	192.913	73.117	27,5%	266.030	13.905.028	2.254.140	13,9%	16.159.168

Notas

- (1) Incluye el consumo correspondiente a Empleados
- (2) Incluye el consumo de la tarifa 2.0 N
- (3) Incluye el consumo de la tarifa R.0
- (4) Se excluyen Consumos Propios y Concesiones Administrativas

Fuente: CNE, elaboración propia a partir de la información facilitada por las empresas

**ANEXO III
FACTORES DE ESCALA PARA CADA
EMPRESA DISTRIBUIDORA DE
ELECTRICIDAD APLICABLES DE MANERA
TRANSITORIA PARA LA FIJACIÓN DE LA
RETRIBUCIÓN POR INCREMENTO DE
ACTIVIDAD**

1. OBJETO

El objeto del presente documento es calcular los factores de escala aplicables a cada una de las empresas distribuidoras de electricidad (Fe^i) de manera transitoria, dentro del nuevo marco retributivo que va a ser puesto en marcha en breve para la actividad de distribución de energía eléctrica.

2. DESAROLLO

La propuesta de metodología para el cálculo del referido parámetro viene a considerar que el factor de escala que figura en las Disposiciones Adicional Primera y Transitoria Tercera del borrador de Real Decreto de Retribución a la Distribución, representa las economías de escala que realmente obtendrían las empresas distribuidoras en cada una de sus zonas de distribución, de manera acorde con las características propias de dichas zonas, considerando en todo momento que la calidad del servicio dada a todos y cada uno de los consumidores es, al menos, la reglamentaria.

El borrador de Real Decreto informado por esta Comisión en julio de 2007 (Informe 23/2007 de la CNE), establecía para el citado parámetro un valor único y fijo de 0,3 (véase el siguiente Cuadro).

Disposición transitoria tercera. Retribución por incremento de actividad.

Hasta que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio apruebe el método de cálculo de la variación de retribución reconocida a cada distribuidor asociada al aumento de la actividad de distribución a que se hace referencia en el artículo 5, ésta se calculará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Y_{n-1}^i = (R_{n-1}^i - Q_{n-2}^i - P_{n-2}^i) (1 + IPC_{n-1} - 0,01) \Delta D_{n-1}^i 0,3$$

Dónde: Y_{n-1}^i , R_{n-1}^i , Q_{n-2}^i , P_{n-2}^i , e IPC_{n-1} son los parámetros definidos en el artículo 5.

ΔD_{n-1}^i es el aumento de demanda en las instalaciones de distribución gestionadas por el distribuidor i -ésimo durante el año $n-1$ expresado en tanto por uno.

Ante la citada redacción, esta Comisión realizó un estudio de sensibilidad sobre el valor que tomaba dicho parámetro ante distintos escenarios de demanda, que dieron como resultado las siguientes conclusiones:

1. No es adecuado considerar un valor de 0,3 aplicable a todas las empresas, al estar alejado del que se derivaría de calcular el “valor medio” de economías de escala de cada una de ellas.
2. El valor correspondiente a las economías de escala va directamente ligado al tamaño y dispersión del mercado suministrado, por lo que debe ser estimado en cada uno de los territorios, no pudiendo ser calculado de manera agregada y directa para cada empresa, puesto que en cada una de sus zonas de distribución las empresas afrontan restricciones operativas completamente distintas.

Ante esta situación, esta Comisión propone que el factor de escala sea calculado de manera individualizada para cada empresa y zona, utilizando para ello las herramientas de que dispone esta Comisión actualmente:

- Modelo de Red de Referencia, en su versión Base Cero.
- Datos derivados de la Circular 1/2006.

Para el cálculo de dicho parámetro se analiza, por tanto, la realidad que afronta cada empresa distribuidora en cada una de sus zonas de distribución y se evalúa cuál es el coste de distribución en que incurriría ante distintos escenarios de evolución de la demanda futura, lo que permite, a través de una regresión, estimar la función de costes totales en cada una de sus zonas de distribución y, de ella, derivar el factor de economías de escala que afrontaría la empresa distribuidora en cada una de sus zonas de distribución ante dichos escenarios de incremento de demanda. A los efectos de estos cálculos, las zonas de distribución se han asimilado a las provincias en que cada empresa distribuidora ejerza su actividad.

El modelo teórico para el cálculo de las economías de escala es una función de costes totales del tipo Cobb Douglas²³, ampliamente documentada en la literatura económica no solo para el cálculo de dicho parámetro.

Por tanto, se ha tomado la función de costes totales que se muestra en el siguiente Cuadro.

$Y = AK^\alpha$		$\text{Ln}(Y) = \text{Ln}(A K^\alpha)$
<p>Siendo:</p> <p>Y: Coste anual de distribución</p> <p>A: Componente tecnológico (residuo de Sollow)</p> <p>K: Demanda considerada</p> <p>α: Factor de economías de escala</p>		<p>$\text{Ln}(Y) = \text{Ln}(A) + \alpha \text{Ln}(K)$</p> <p>$\partial(\text{Ln}(Y)) = \partial(\text{Ln}(A)) + \partial(\alpha \text{Ln}(K))$</p> <p>$\partial(\text{Ln}(Y)) = + \partial(\alpha \text{Ln}(K))$</p> <p>$\partial(\text{Ln}(Y)) = \alpha \partial(\text{Ln}(K))$</p>
<p>ECONOMIAS DE ESCALA = Fe^i</p>		$\alpha = \partial(\text{Ln}(Y)) / \partial(\text{Ln}(K))$

A partir de lo anterior, utilizando el Modelo de Red de Referencia Base Cero se puede calcular el valor del parámetro α aplicable a cada par empresa y provincia. Por razones metodológicas, para poder realizar una estimación robusta del parámetro de economías de escala utilizando un modelo de regresión univariante, se precisa realizar un elevado número de estimaciones.

Interesa señalar que, por disponibilidad actual de información, se han utilizado los datos de clientes de cada una de las empresas correspondientes al año 2004. No obstante, de acuerdo con la vigente regulación sobre acometidas eléctricas, las nuevas redes de distribución asociadas a actuaciones urbanísticas son costeadas por los promotores de las mismas, incluyendo las redes de conexión a las instalaciones preexistentes y, en su

²³ Véase la bibliografía de literatura económica referida al cálculo de dicho parámetro.

caso, los refuerzos de éstas. Así mismo, dado el carácter de monopolio natural de la actividad de distribución de energía eléctrica, los costes de operación y mantenimiento asociados a las nuevas redes son, al tratarse de costes marginales, inferiores a los costes medios de operación y mantenimiento de las redes preexistentes. Por ello, el error tendencial que pueda derivarse de la utilización de datos de clientes relativos al año 2004 puede valorarse como poco significativo.

Por otra parte, los costes a considerar en los cálculos se refieren en todo momento a los costes totales de distribución, esto es, a los derivados de los costes de inversión y de los costes de explotación, toda vez que son los costes totales de distribución, y no únicamente los costes de inversión, los que se ven afectados ante los incrementos de la demanda.

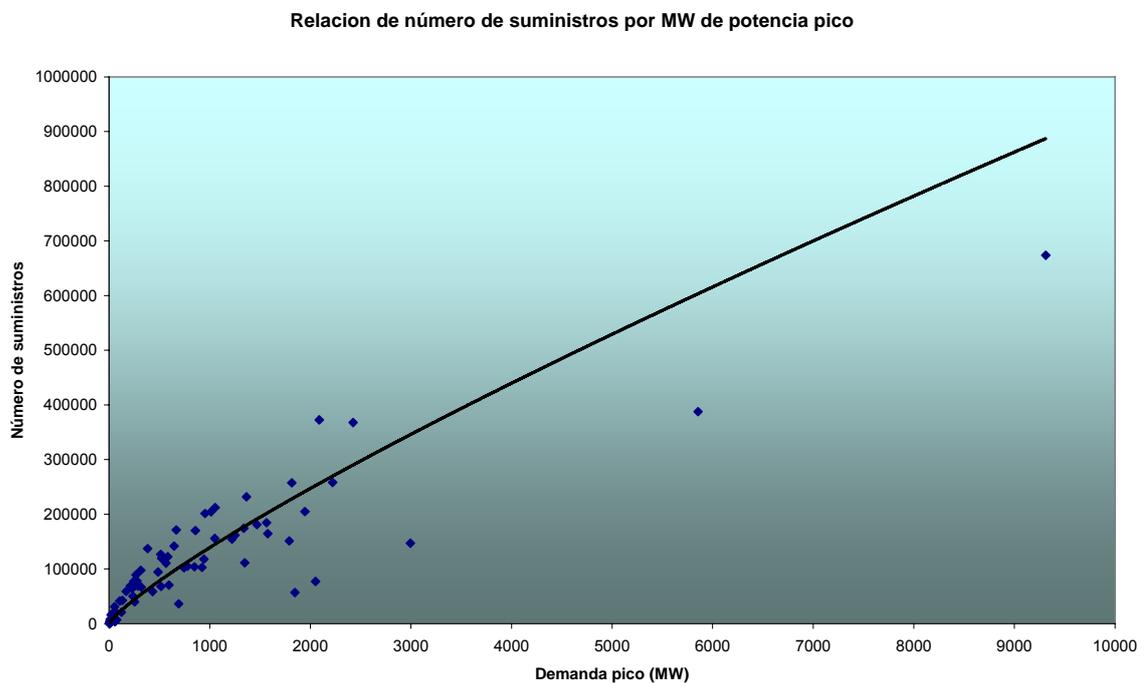
Con el objeto de poder estimar adecuadamente los factores de economías de escala que afrontan las empresas en cada uno de sus territorios, se ha realizado un análisis previo al cálculo del citado valor, intentando agrupar en categorías homogéneas las provincias que suministran cada una de las empresas.

El proceso de agrupación en categorías homogéneas se ha realizado utilizando técnicas estadísticas de análisis cluster²⁴. Para ello, en primer lugar se ha realizado una regresión que considera para todas las empresas y provincias analizadas, una relación exponencial similar a la considerada en la función de costes del tipo Cobb-Douglas explicada anteriormente, pero aplicada sobre la variable dependiente “número de suministros” (conceptualmente agrupaciones de cargas) y la potencia pico demandada que afronta cada empresa en cada una de las provincias que suministra.

²⁴ El Análisis Cluster, también conocido como Análisis de Conglomerados, Taxonomía Numérica o Reconocimiento de Patrones, es una técnica estadística multivariante cuya finalidad es dividir un conjunto de objetos en grupos (cluster en inglés) de forma que los perfiles de los objetos en un mismo grupo sean muy similares entre sí (cohesión interna del grupo) y los de los objetos de clusters diferentes sean distintos (aislamiento externo del grupo).

$Z = MP^\beta$ <p>Siendo:</p> <p>Z: Número de puntos de suministro</p> <p>M: Componente tecnológico (residuo de Sollow)</p> <p>P: Potencia pico demandada</p> <p>β: Factor de “densidad”</p>		$\ln(Z) = \ln(M P^\beta)$ $\ln(Z) = \ln(M) + \beta \ln(P)$ $\partial(\ln(Z)) = \partial(\ln(M)) + \partial(\beta \ln(P))$ $\partial(\ln(Z)) = + \partial(\beta \ln(P))$ $\partial(\ln(Z)) = \beta \partial(\ln(P))$ <div style="border: 1px solid red; padding: 5px; display: inline-block;"> $\beta = \partial(\ln(Z)) / \partial(\ln(P))$ </div>

La citada regresión permite obtener una forma funcional, representativa en términos generales de la relación número de suministros-potencia pico demandada en cada uno de los pares empresa y provincia (véase el siguiente gráfico).



Una vez estimada una forma funcional para esta relación²⁵ ($Z=447,9786 P^{0.9799428}$), es posible obtener un único valor para el parámetro β (factor de “densidad”) de cada par

²⁵ Véase estimación A1 en anexo adjunto.

empresa y provincia, que permite representar en una única variable la densidad del mercado que se suministra y que aporta una información valiosa para agrupar en categorías homogéneas. La formulación sobre este aspecto puede observarse en el siguiente Cuadro.

$$\text{Ln}(Z_{i,j}) = \text{Ln}(447,9786) + \beta_{i,j} \text{Ln}(P_{i,j})$$

Siendo i=empresa y j=provincia

$$\beta_{i,j} = \frac{[\text{Ln}(Z_{i,j}) - \text{Ln}(447,9786)]}{\text{Ln}(P_{i,j})}$$

Para determinar el número de agrupaciones homogéneas que se van a realizar sobre los datos (número de clusters óptimo), se ha utilizado una metodología de estimación no jerárquica, basada en las medias de cada grupo creado. La elección del número de grupos utilizados, se ha realizado empleando el algoritmo de **Calinski y Harabasz**²⁶ que permite decidir la bondad entre distintas opciones.

Se han considerado todas las opciones que van desde dos agrupaciones (clusters) hasta catorce agrupaciones, habiéndose obtenido que el número óptimo de clusters a considerar es de **seis** grupos homogéneos (véase siguiente Tabla).

Número de clusters	Calinski/Harabasz Pseudo F
2	39,26
3	144,34
4	158,97
5	162,05
6	164,93
7	139,51
8	123,64
9	107,20
10	207,51
11	83,61
12	175,96
13	67,85
14	146.10

²⁶ Véanse valores concretos en el anexo Estimación A2, el criterio de selección es siempre obtener como valor el primer máximo local del estadístico obtenido de **Calinski & Harabasz**

Aplicando técnicas estadísticas de agrupación en categorías homogéneas sobre la variable calculada β (factor de “densidad”) en cada par empresa provincia, e imponiendo al programa informático²⁷ la restricción de que el número de clusters a crear es de **seis**, se han obtenido los clusters que permiten estimar los factores de economías de escala de dichas agrupaciones homogéneas.

A continuación, se procede a relacionar cada una de las agrupaciones obtenidas, y a clasificar los pares empresa provincia en dichas categorías, procediendo a estimar los correspondientes factores de escala.

CLUSTER 1																																																																														
<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: left;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Empresa</th> <th style="width: 50%;">Provincia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> </tbody> </table>	Empresa	Provincia	R1-XXX	X	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: left;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Empresa</th> <th style="width: 50%;">Provincia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> </tbody> </table>	Empresa	Provincia	R1-XXX	X	<table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: left;"> <thead> <tr> <th style="width: 50%;">Empresa</th> <th style="width: 50%;">Provincia</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> <tr><td>R1-XXX</td><td>X</td></tr> </tbody> </table>	Empresa	Provincia	R1-XXX	X																																																																
Empresa	Provincia																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
Empresa	Provincia																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
Empresa	Provincia																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													
R1-XXX	X																																																																													

El cluster 1 esta integrado, por tanto, por 30 pares de empresa provincia. Para todas ellas la estimación obtenida del parámetro de economías de escala asciende a **0,6421089**. Dicho valor puede considerarse una buena aproximación teniendo en cuenta el estadístico t obtenido (19,18) y los valores de significatividad de la regresión realizada ($R^2 = 92,93\%$ y $R^2_{ajustada} = 92,68\%$).

²⁷ Stata.

CLUSTER 2

Empresa	Provincia
R1-XXX	X

El cluster 2 esta integrado, por tanto, por 9 pares de empresa provincia. Para todas ellas la estimación obtenida del parámetro de economías de escala asciende a **0,6626346**. Dicho valor puede considerarse una buena aproximación teniendo en cuenta el estadístico t obtenido (7,29) y los valores de significatividad de la regresión realizada ($R^2= 88,35\%$ y $R^2_{ajustada}= 86,68\%$). Los valores de significatividad pueden en parte ser explicados por el reducido tamaño de la muestra (9 puntos).

CLUSTER 3

Empresa	Provincia
R1-XXX	X

Empresa	Provincia
R1-XXX	X

Empresa	Provincia
R1-XXX	X
R1-XXX	X
R1-XXX	X

El cluster 3 esta integrado, por tanto, por 27 pares de empresa provincia. Para todas ellas la estimación obtenida del parámetro de economías de escala asciende a **0,5708165**. Dicho valor puede considerarse una buena aproximación si consideramos el estadístico t obtenido (15,78) y los valores de significatividad de la regresión realizada ($R^2= 90,88\%$ y $R^2_{ajustada}= 90,51\%$).

CLUSTER 4

Empresa	Provincia
R1-XXX	X

El cluster 4 esta integrado, por tanto, por 4 pares de empresa provincia. Para todas ellas la estimación obtenida del parámetro de economías de escala asciende a **0,2953429**. Dicho valor puede considerarse una buena aproximación si consideramos el estadístico t obtenido (4,92) y los valores de significatividad de la regresión realizada ($R^2= 92,37\%$ y $R^2_{ajustada}= 88,55\%$). Al igual que ocurría en el cluster 2, los valores de significatividad, pueden en parte ser explicados por el reducido tamaño de la muestra (4 puntos).

En el caso de los cluster 5 y 6, las estimaciones tienen una significatividad de $R^2 =62,11\%$ y $R^2 =0,01\%$, respectivamente, y un valor del estadístico t inferior a 2 en valor absoluto, que indica un mal ajuste de las estimaciones realizadas.

En dichas categorías quedarían por tanto los siguientes clusters, que entendemos precisan un análisis más en detalle.

CLUSTER 5

Empresa	Provincia
R1-XXX	X
R1-XXX	X
R1-XXX	X

CLUSTER 6

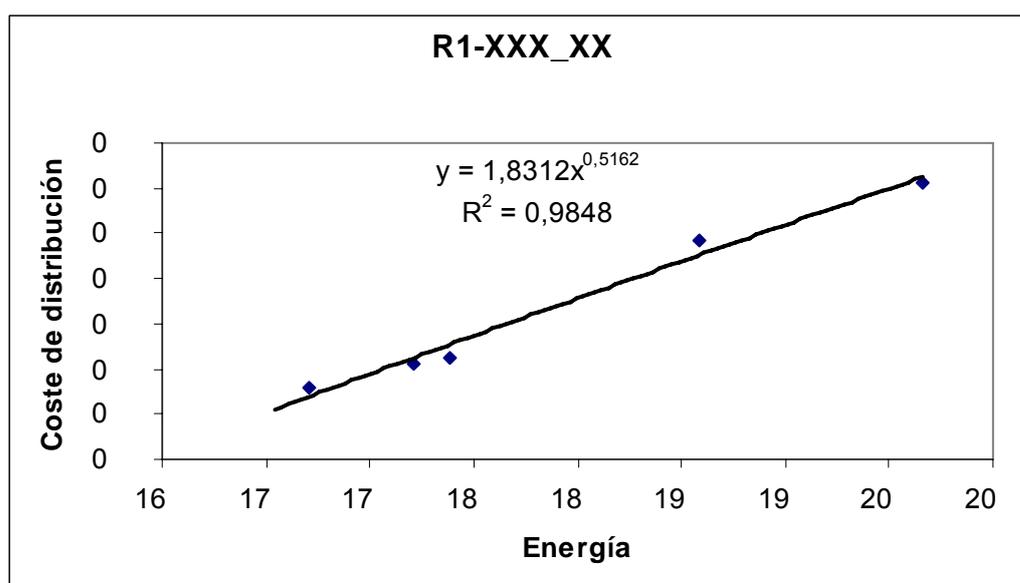
Empresa	Provincia
R1-XXX	X
R1-XXX	X
R1-XXX	X

Con el objeto de poder analizar la actividad que afrontan las empresas tanto en el cluster 5 como en el cluster 6, se ha optado por realizar un análisis de las circunstancias que

acontecen a cada uno de ellos, que permita comprender la falta de significatividad en las estimaciones realizadas. Dicho análisis puede observarse en el siguiente cuadro:

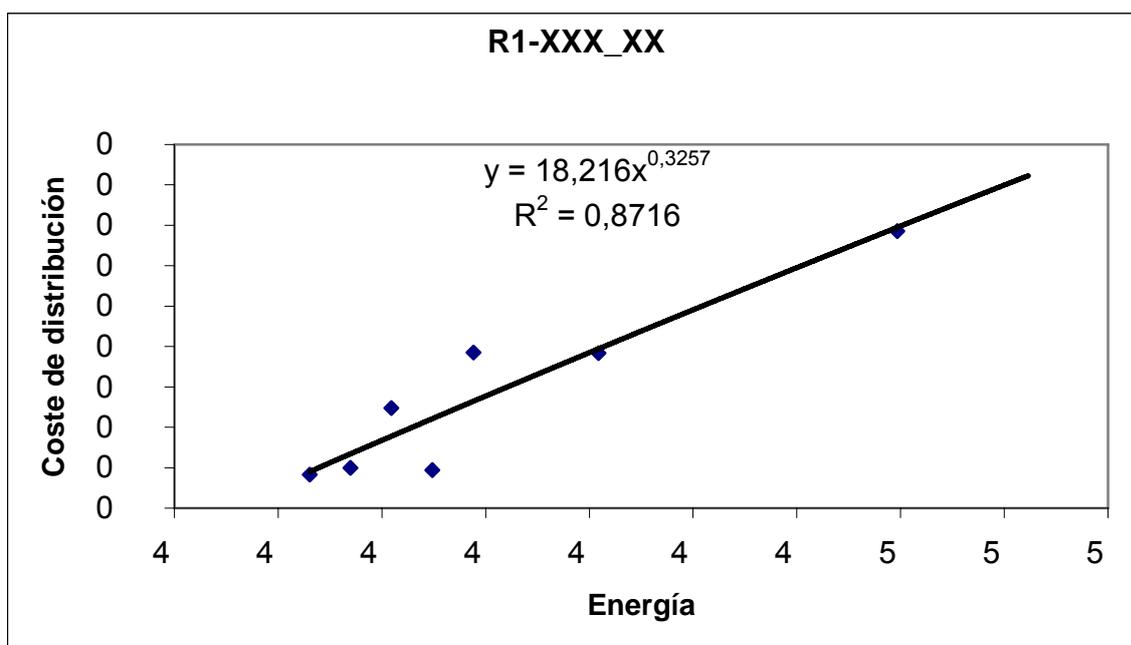
Cluster	Provincias consideradas	Suma de potencia pico demandada	Promedio de potencia pico demandada	Factor de economías de escala
1	30	16.909,94	563,66	0,642109
2	9	4.860,05	540,01	0,662635
3	27	42.921,61	1.589,69	0,570812
4	4	114,43	28,61	0,295343
5	3	7,37	2,46	-
6	3	14,80	4,93	-

A la vista de los resultados es evidente que los pares empresa provincia de los clusters 5 y 6, se corresponden con ejercicios de la actividad de reducido tamaño (flecos de redes de distribución). Considerando dicho reducido tamaño de actividad, se ha optado por no considerar dichas zonas salvo en el caso de la empresa R1-XXX en la provincia XX en la que, al tratarse de una empresa distribuidora de carácter uniprovincial, se ha optado por estimar directamente con el modelo de red de referencia base cero cómo evoluciona su coste de distribución en la medida en que lo hace la demanda, obteniéndose la siguiente gráfica y regresión:



Asimismo, como consecuencia de haber aplicado un filtro previo al proceso de clusterización, en el que se eliminaban aquellas ejecuciones que tuvieran menos de 1000 clientes, hasta ahora no se ha estimado el valor de economías de escala correspondiente

a la empresa R1-XXX, para la que se aplica el mismo análisis que el que se ha realizado para la empresa R1-XXX, y que da como resultado el valor de economías de escala que puede observarse a continuación.



3. RESULTADOS

Sobre la base de todo lo anterior, en el siguiente Cuadro se recogen los valores del factor de escala obtenido para cada una de las empresas distribuidoras, sin tener en cuenta los grupos empresariales, sujetas al proceso de liquidaciones.

COD_DIS	FE
R1-XXX	0,606285
R1-XXX	0,613828
R1-XXX	0,642109
R1-XXX	0,622240
R1-XXX	0,570812
R1-XXX	0,662635
R1-XXX	0,611428
R1-XXX	0,295343
R1-XXX	0,325700
R1-XXX	0,516200

Una vez ponderado por las respectivas cuotas de participación, resulta el siguiente factor de escala por empresa:

EMPRESA	Factor de escala Feⁱ
ENDESA	0,61164764
IBERDROLA	0,60638551
UNIÓN FENOSA	0,61185609
VIESGO	0,62224200
HIDROCANTÁBRICO	0,57081165
FEVASA	0,51620000
SOLANAR	0,32570000

8 BIBLIOGRAFÍA

Filippini, M. and Wild, J., 1998, “**The Estimation of an Average Cost Frontier to Calculate Benchmark Tariffs for Electricity Distribution**” AEA International Conference on Modelling Energy Markets, Technical University of Berlin, September 10-11.

Salvador Figueras, M (2001):“**Análisis de conglomerados o cluster**”, [en línea] 5campus.org, Estadística <http://www.5campus.org/leccion/cluster>. 05/12/2007

Calinski, T., Harabasz, J.: “**A Dendrite Method for Cluster Analysis**”. Communications in Statistics, 3(1), (1974) 1–27.

Anderberg, M. R., 1973: **Cluster Analysis for Applications**. Academic Press, 359pp.

Romesburg, C. H., 1984: **Cluster Analysis for Researchers**. Life Time Learning, 334pp.

Hayashi, P. M., M. Sevier and J. M. Trapani. 1985. “Pricing Efficiency under Rate-of-Return **Regulation: Some Empirical Evidence for the Electric Utility Industry**”, *Southern Economic Journal*, 51, 776–792

Karlson, S. H. 1986. “**Multiple-Output Production and Pricing in Electric Utilities**”, *Southern Economic Journal*, 52, 73–86.

Nerlove, M., 1963. “**Returns to Scale in Electricity Supply**”, in C. F. Christ, ed., *Measurement in Economics*, Stanford, CA: Stanford University Press.

Roberts, M. J. 1986 “**Economies of Density in the Production and Delivery of Electric Power**”, *Land Economics*, 62, 378–387.

Salvanes, K. G. and Tjøtta, S. 1994. “**Productivity differences in multiple output industries**”. *Journal of Productivity Analysis* 5, 23-43.

Nelson, Randy A.; Primeaux, Walter J. 1988. “**The Effects Of Competition On Transmission And Distribution**”, Jr. *Land Economics*; Nov 1988; 64, 4; ABI/INFORM Global pg. 338

Filippini, M., 1996.“**Economies of Scale and Utilization in the Swiss Electric Power Distribution Industry**”. *Applied Economics*, Taylor and Francis Journals, vol. 28(5), pages 543-50, May



Burns, Philip & Weyman-Jones, Thomas G, 1996. "**Cost Functions and Cost Efficiency in Electricity Distribution: A Stochastic Frontier Approach**". Bulletin of Economic Research, Blackwell Publishing, vol. 48(1), pages 41-64, January.



Comisión
Nacional
de Energía

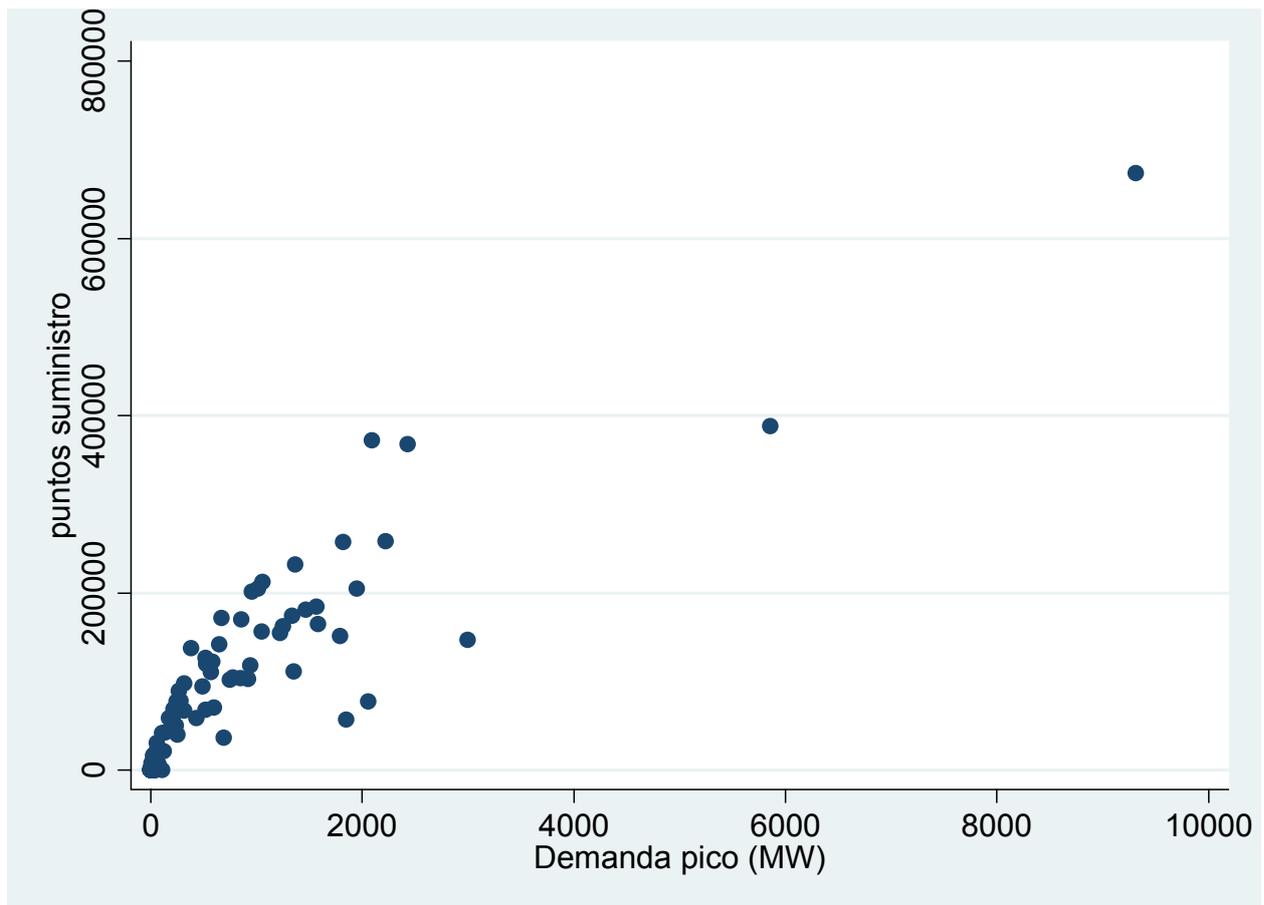
ANEXO

ESTIMACION A1:

```
. regress lpuntossuministro ldemandapicomw
```

Source	SS	df	MS			
Model	1493.9908	1	1493.9908	Number of obs =	109	
Residual	345.125487	107	3.22547184	F(1, 107) =	463.19	
Total	1839.11628	108	17.0288545	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.8123	
				Adj R-squared =	0.8106	
				Root MSE =	1.796	

lpuntossum~o	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
ldemandapi~w	.9799428	.0455327	21.52	0.000	.8896795	1.070206
_cons	4.779786	.2359414	20.26	0.000	4.31206	5.247513



ESTIMACION A2:

. cluster stop k2_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
2	39.26

. cluster stop k3_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
3	144.34

. cluster stop k4_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
4	158.97

. cluster stop k5_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
5	162.05

. cluster stop k6_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
6	164.93

. cluster stop k7_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
7	139.51

. cluster stop k8_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
8	123.64

. cluster stop k9_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
9	107.20

. cluster stop k10_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
10	207.51

. cluster stop k11_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
11	83.61

. cluster stop k12_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
12	175.96

. cluster stop k13_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
13	67.85

. cluster stop k14_media

Number of clusters	Calinski/ Harabasz pseudo-F
14	146.10

ESTIMACION A3:

CLUSTER 1:

Source	SS	df	MS			
Model	15.8024255	1	15.8024255	Number of obs =	30	
Residual	1.20262397	28	.042950856	F(1, 28) =	367.92	
Total	17.0050494	29	.586381015	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.9293	
				Adj R-squared =	0.9268	
				Root MSE =	.20725	

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	.6421089	.0334759	19.18	0.000	.5735366	.7106813
_cons	13.05014	.2033414	64.18	0.000	12.63362	13.46667

CLUSTER 2:

Source	SS	df	MS			
Model	15.9388029	1	15.9388029	Number of obs =	9	
Residual	2.10219647	7	.300313781	F(1, 7) =	53.07	
Total	18.0409994	8	2.25512492	Prob > F =	0.0002	
				R-squared =	0.8835	
				Adj R-squared =	0.8668	
				Root MSE =	.54801	

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	.6626346	.0909565	7.29	0.000	.4475566	.8777126
_cons	11.92516	.4736412	25.18	0.000	10.80517	13.04514

CLUSTER 3:

Source	SS	df	MS			
Model	27.4767454	1	27.4767454	Number of obs =	27	
Residual	2.75767281	25	.110306913	F(1, 25) =	249.09	
Total	30.2344182	26	1.16286224	Prob > F =	0.0000	
				R-squared =	0.9088	
				Adj R-squared =	0.9051	
				Root MSE =	.33212	

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	.5708165	.0361672	15.78	0.000	.4963287	.6453043
_cons	13.23415	.2518961	52.54	0.000	12.71536	13.75294

CLUSTER 4:

Source	SS	df	MS			
Model	.146034297	1	.146034297	Number of obs = 4		
Residual	.012070614	2	.006035307	F(1, 2) = 24.20		
Total	.158104912	3	.052701637	Prob > F = 0.0389		
				R-squared = 0.9237		
				Adj R-squared = 0.8855		
				Root MSE = .07769		

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	.2953429	.0600411	4.92	0.039	.0370068	.5536791
_cons	14.25245	.2006239	71.04	0.000	13.38924	15.11567

CLUSTER 5:

Source	SS	df	MS			
Model	.035576219	1	.035576219	Number of obs = 3		
Residual	2.50375406	1	2.50375406	F(1, 1) = 0.01		
Total	2.53933028	2	1.26966514	Prob > F = 0.9245		
				R-squared = 0.0140		
				Adj R-squared = -0.9720		
				Root MSE = 1.5823		

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	-.3098722	2.599552	-0.12	0.924	-33.34031	32.72057
_cons	14.45872	2.657737	5.44	0.116	-19.31103	48.22846

CLUSTER 6:

Source	SS	df	MS			
Model	.254407815	1	.254407815	Number of obs = 3		
Residual	.155215467	1	.155215467	F(1, 1) = 1.64		
Total	.409623282	2	.204811641	Prob > F = 0.4221		
				R-squared = 0.6211		
				Adj R-squared = 0.2422		
				Root MSE = .39397		

lcd	Coef.	Std. Err.	t	P> t	[95% Conf. Interval]	
le3	-.9290889	.725704	-1.28	0.422	-10.15003	8.291855
_cons	14.16007	1.23173	11.50	0.055	-1.490544	29.81068

ANEXO IV RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA (CONFIDENCIAL)

**ANEXO V
RETRIBUCIÓN DEL OPERADOR
DEL MERCADO
(CONFIDENCIAL)**



Comisión
Nacional
de Energía

ANEXO VI ELCOGÁS (CONFIDENCIAL)

ANEXO VII DEFICIT EX ANTE 2007 (CONFIDENCIAL)

**ANEXO VIII
INFORME SOBRE EL DESARROLLO DEL
PROCEDIMIENTO DE SUBASTA DEL DÉFICIT
RECONOCIDO EX ANTE EN LAS
LIQUIDACIONES DE LAS ACTIVIDADES
REGULADAS
(CONFIDENCIAL)**

ANEXO IX ALEGACIONES DE LOS MIEMBROS DEL CONSEJO CONSULTIVO