



Comisión

Nacional

de Energía

**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**

25 de junio de 2007



1	ANTECEDENTES.....	3
2	CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES	5
2.1	Sobre el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006.....	5
2.2	Sobre el 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	9
2.3	Sobre el déficit reconocido ex ante de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007. 10	
2.4	Sobre otros costes no revisados en la Propuesta de Real Decreto.....	12
2.4.1	Sobre el coste de generación a incorporar en las tarifas integrales	12
2.4.2	Primas del régimen especial.....	23
2.4.3	Cuotas con cargo a los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento.....	23
2.4.4	Servicios de gestión de la demanda.....	25
2.5	Escenarios de costes considerados	26
3	CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS.....	28
3.1	Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto	28
3.1.1	Variaciones de las tarifas integrales	28
3.1.2	Unificación y supresión de tarifas	31
3.1.3	Modificación de coeficientes de interrumpibilidad.....	32
3.1.4	Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación nocturna.....	36
3.1.5	Aplicación de tarifas con destino a riegos agrícolas	38
3.1.6	Precio de alquiler de los equipos de medida	41
3.2	Impacto en los ingresos de aplicar las nuevas tarifas integrales	42
3.3	Suficiencia de ingresos	43
3.4	Aditividad de costes en las tarifas.....	49
3.5	Valoración de los precios incluidos en la propuesta de Real Decreto	56
4	OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO	58
4.1	Artículo 3. Sobre la financiación de inversiones para garantizar el suministro ...	58
4.2	Disposición adicional primera. Fijación del precio definitivo a que se refiere el apartado 5 del artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero.	59



4.3	Disposición adicional segunda. Procedimiento a seguir por la Comisión Nacional de Energía para el reconocimiento del déficit ex ante de ingresos en las liquidaciones de actividades reguladas para 2007.....	60
4.4	Disposición adicional tercera. Revisión de los periodos horarios de las tarifas ..	62
4.5	Disposición adicional sexta. Información adicional a incluir en los contratos de suministro.....	63
4.6	Disposición adicional séptima. Reforzamiento de la independencia de la Comisión Nacional de Energía.....	64
4.7	Disposición adicional novena. Aplicación del mecanismo de restricciones técnicas al Régimen Especial.....	69
4.8	Disposición adicional décima. Cálculo y publicación de las pérdidas en la red de transporte.....	69
4.9	Disposición adicional undécima. Desarrollo y aplicación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.....	69
4.10	Disposición adicional duodécima. Suministradores de último recurso en el sector del gas.....	70
4.11	Disposición adicional decimotercera. Responsabilidad civil nuclear por daños medioambientales nucleares.....	73
4.12	Disposición adicional decimocuarta. Aplicación del artículo 2 del 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.....	78
4.13	Disposición derogatoria única. Derogación normativa.....	79
4.14	Otras consideraciones.....	79
4.14.1	Recargo sobre el consumo bimestral superior a 1.300 kWh.....	79
4.14.2	Consideración sobre CTC's.....	81
5	CONCLUSIONES.....	83



INFORME 19/2007 SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REVISLA LA TARIFA ELÉCTRICA A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2007

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 25 de junio de 2007, ha acordado, por mayoría, emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El artículo 1 del Real Decreto 1634/2006 establece que *“A partir del 1 de julio de 2007 y con carácter trimestral, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno mediante Real Decreto, efectuará modificaciones de las tarifas para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica, 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 de acuerdo con la metodología en vigor por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la tarifa del año 2006 a cada una de las empresas eléctricas que figuran en el apartado 1.9 del anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en los importes realmente aportados por cada una de ellas, con inclusión de los costes financieros que se devenguen.”*

El día 14 de junio de 2007 se recibió en la Comisión Nacional de Energía (CNE) la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2007, para que, de acuerdo con 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, se emita el correspondiente informe preceptivo en el plazo establecido para el procedimiento de tramitación de urgencia.

El día 21 de junio de 2007 se celebró el Consejo Consultivo de Electricidad. Asimismo, advertido que ciertas disposiciones de la propuesta de Real Decreto afectaban al sector de hidrocarburos, se remitió la misma al Consejo Consultivo de Hidrocarburos con objeto de que se nos remitieran las observaciones que consideraran oportunas.

Se acompañan, como Anexo I del presente informe, las alegaciones presentadas por escrito por los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad y el Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

2 CONSIDERACIÓN PRELIMINAR

El Consejo de Administración de la CNE ha constatado la falta de análisis cuantitativos que permitan justificar los dos parámetros más significativos de la "Propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2007", esto es, el incremento de tarifas propuesto y el precio fijado (49,23 €/MWh) para las operaciones bilateralizadas, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 3/2006.

La falta de una justificación mínima cuantitativa dificulta el ejercicio por esta Comisión de sus competencias. No se ha dispuesto Memoria económica, suficiente y con la debida antelación que determine la forma de cálculo de los parámetros propuestos.

Asimismo, el Consejo de Administración ha estimado que la asignación de nuevas tareas a esta Comisión no puede considerarse como un reforzamiento de su independencia. Es más, esta Comisión considera que su independencia está soportada por su estatuto y por el estatuto de los Consejeros. Identificar competencias con independencia constituye un error de concepto.



3 CONSIDERACIONES SOBRE LOS COSTES

3.1 Sobre el déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2006

El Real Decreto 1634/2006 estableció en el artículo 1 punto 7 que la anualidad resultante 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 2006 ascendía a 173.122 miles de euros. Asimismo, estableció que dicha anualidad tenía carácter provisional y podría ser modificada a partir del 1 de julio de 2007 cuando se procediera a la nueva revisión de las tarifas de energía eléctrica.

Cabe señalar que, ni en el Real Decreto 1634/2006 ni en la memoria que acompañó a la propuesta de Real Decreto se establecía el periodo de amortización de dicho déficit, ni el tipo de interés considerado, ni el importe previsto de dicho déficit.

No obstante, el citado artículo establece que a los efectos de su liquidación y cobro, estos costes se consideraran un ingreso de las actividades reguladas. Por lo tanto, el déficit de las actividades reguladas correspondiente al año 2006 tiene la misma consideración que el desajuste de ingresos de actividades reguladas correspondiente a 2005.

Si se aplican las mismas condiciones que las empleadas para el cálculo de la anualidad correspondiente al déficit generado entre 1 de enero y 31 de diciembre de 2005, esto es, un periodo de amortización de 15 años y un tipo de interés de 3,587% (EURIBOR a tres meses a noviembre de 2005), se obtiene que el importe previsto en el Real Decreto 1634/2006 correspondiente al déficit 2006 asciende aproximadamente a 1.982 Millones de euros (cifra inferior a la registrada en la Liquidación 10/2006, 2.790 Millones de euros), lo que hace suponer que dicha cifra podría tener descontado el importe de los derechos de emisión asignados gratuitamente.



De acuerdo con la liquidación 14/2006, la cantidad a reconocer en concepto de déficit de las actividades reguladas a 31 de diciembre de 2006, asciende a 3.047 Millones de €. (Véase Cuadro 1).

Cuadro 1. Liquidación de las actividades reguladas 14/2006.

	Actividades reguladas		Previsión Liquidación		EN LÍNEA ABSOLUTA	
	2005	2006	2005	2006	2005	2006
Ingresos por facturación de clientes a tarifa (1)	187.794	15.836.820	172.156	13.846.131	15.638	1.990.689
Ingresos por facturación de tarifas de acceso	60.295	1.454.153	77.048	1.884.450	-16.753	-430.297
TOTAL INGRESOS BRUTOS	248.089	17.290.973	249.204	15.730.581	-1.115	1.560.392
CUOTAS		785.527		777.785		7.742
Cuota compensación extrapeninsulares (2,129 % y 6,111 %)		396.834		409.943		-13.109
Cuota operador del sistema (0,182 % y 0,523 %)		36.221		35.056		1.165
Cuota operador del mercado (0,053 % y 0,153 %)		10.558		10.222		336
Tasa CNE (0,069 % y 0,201 %)		13.771		13.342		429
Cuota moratoria nuclear (1,724 % / 0,33 %) (2)		130.635		119.987		10.648
Cuota 2ª parte ciclo combustible nuclear (0,210 % y 0,601 %)		41.737		40.402		1.335
Cuota compensación por int. y reg. especial (0,078 % y 0,223 %)		15.499		15.002		497
Recargo para recuperar déficit de ingresos 2005 (1,378 % y 3,975 %)		140.272		133.831		6.441
TOTAL INGRESOS NETOS		16.505.446		14.952.796		1.552.650
Coste energía en el mercado cons. a tarifa (3)	192.657	11.876.143	164.312	7.167.428	28.345	4.708.715
Coste energía adquirida al régimen especial (4)	13.195	2.476.914	24.481	2.500.371	-11.286	-23.457
TOTAL COSTE ENERGIA	205.852	14.353.057	188.793	9.667.799	17.059	4.685.258
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		2.152.389		5.284.997		-3.132.608
Transporte		1.013.328		1.013.328		0
Distribución y gestión comercial		3.575.893		3.575.893		0
Calidad de servicio		90.000		90.000		0
Plan estrategia de ahorro y eficiencia energética 2004-2012		173.460		173.460		0
Desajuste de ingresos anteriores a 2003		210.553		210.553		0
Revisión generación extrapeninsular		16.025		16.025		0
Sobrecoste de generación extrapeninsular (artículo 18.1 R.D. 1747/2003)		0		151.092		-151.092
Stock de carbón		1.110		1.110		0
Prima del carbón		75.292		107.844		-32.552
Plan de Financiación Extraordinario		43.491		65.066		-21.575
Diferencias		-3.046.763		-119.374		-2.927.389
Déficit / Superávit (5)		-3.046.763		-119.374		-2.927.389

Fuente: CNE

Notas: Se han considerado unas pérdidas medias del 9,10 % (7,84% cualificados y 9,66 % tarifas)

- (1) Los ingresos por facturación de clientes a tarifa integral se han calculado aplicando a la previsión de ingresos del Ministerio las variaciones publicadas en el Real Decreto 809/2006.
- (2) Las cuotas de la moratoria nuclear fueron modificadas por el Real Decreto 470/2006
- (3) La energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye la previsión de la energía vertida por las instalaciones de Régimen Especial directamente al mercado (31.464 GWh).
El coste de la energía en el mercado de consumidores a tarifa incluye el coste de la energía de dichas instalaciones de Régimen Especial valorada al precio medio peninsular (4,235 Cent €/kWh).
- (4) La energía no incluye las ventas de energía de las instalaciones de Régimen Especial en el mercado de producción.
El coste de energía adquirida al Régimen Especial incluye el pago realizado por los distribuidores al Régimen Especial.
- (5) En el 2006 corresponde al déficit realmente financiado por las empresas al considerar el importe de 103 miles de euros correspondiente al Fondo Resto de Calidad de Servicio 2004.



No obstante, la disposición adicional primera de la propuesta de Real Decreto establece que el precio a considerar para las adquisiciones de energía realizadas por parte de las empresas distribuidoras a lo largo del año 2006, presentadas simultáneamente en el mercado diario e intradiario de producción por sujetos del sector eléctrico pertenecientes al mismo grupo empresarial es de 49,23 €/MWh, esto es, un 16,24% superior al precio medio provisional establecido en el Real Decreto-Ley 3/2006 (véase epígrafe 4.2).

Teniendo en cuenta el efecto sobre los costes del sistema de la Disposición adicional primera (352 millones adicionales) se estima que el déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y 31 de diciembre de 2006 ascenderá a 3.399 Millones de euros.

Adicionalmente, cabe señalar que en la Disposición adicional decimocuarta de la propuesta de Real Decreto se establece que los pagos resultantes de la minoración establecida en el artículo 2 del Real-Decreto Ley 3/2006, tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema. Es decir, en el momento que se desarrolle el contenido del artículo 2 del Real Decreto-Ley 3/2006, los agentes implicados tendrán que incorporar en el procedimiento de liquidaciones las cuantías que se determinen en concepto de devolución de los derechos de emisión.

En consecuencia, se entiende que la cuota provisional calculada para el déficit generado entre 1 de enero y 31 de diciembre de 2006 no debe considerar en su cálculo la minoración equivalente de la devolución de los derechos de emisión asignados gratuitamente, ya que en caso contrario estarían computados por duplicado.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, se plantean dos alternativas. En ambas alternativas se han aplicado las mismas condiciones que las empleadas para el cálculo de la anualidad correspondiente al déficit generado entre 1 de enero y 31 de diciembre de 2005, esto es, un plazo de recuperación de 15 años y el EURIBOR a tres meses de noviembre de 2005 (3,587%).

La primera consistiría en calcular la anualidad correspondiente al déficit sin tener en cuenta la devolución de los derechos, es decir, se mantiene lo dispuesto en la Disposición

adicional decimocuarta. La anualidad resultante 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 2006 ascendería a 296.911 miles de euros.

La segunda alternativa, consistiría en disminuir el déficit correspondiente a 2006 en una cantidad equivalente a la devolución de los derechos de emisión asignados gratuitamente y suprimir la Disposición adicional décimo cuarta.

En el momento de la elaboración del presente informe no se ha publicado la normativa a aplicar para el cálculo del importe equivalente al valor de los derechos de emisión asignados gratuitamente. Cabe señalar que, si bien no existe una única manera de determinar las tecnologías afectadas por la internalización del valor de los derechos de emisión de efecto invernadero, se ha considerado como mera aproximación que con el valor de dichos derechos en base a su cotización internacional la cantidad a descontar podría rondar los 1.000 millones de euros.

En el caso que se considerase dicha estimación, el déficit de las actividades reguladas correspondiente al año 2006, ascendería a 2.399 Millones de euros, siendo la anualidad resultante para el año 2007 de 209.548 Miles de euros.

Esta Comisión consideraría más adecuada la segunda alternativa propuesta en la medida en que se ajusta mejor al Real Decreto-Ley 3/2006, lo que podría justificar el mantenimiento de la anualidad correspondiente al déficit 2006 establecida en el Real Decreto 1634/2006.

No obstante, siguiendo un principio de prudencia tarifario, y dado el aumento en cualquiera de las dos alternativas del déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006, se valoraría adecuadamente la revisión al alza de dicha anualidad.

Por último se considera necesario señalar que, en caso de que se opte por la segunda alternativa, sería necesario calcular los coeficientes de reparto de la anualidad entre los agentes establecidos en el apartado 1.9 del Anexo I del Real Decreto 2017/1997.



3.2 Sobre el 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

El apartado 8 del artículo 1 del Real Decreto 1634/2006, estableció que la anualidad para 2007 que resulta para recuperar el valor del desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005, es de 80.653 miles de euros.

Asimismo, establece que esta cantidad es provisional y podrá ser objeto de modificación el 1 de julio de 2007, cuando se proceda a efectuar una nueva revisión de las tarifas de para la venta de energía eléctrica que aplican las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria segunda de 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, el pasado 28 de diciembre de 2006, fue aprobado por el Consejo de Administración Informe sobre la solicitud de Endesa de revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2001, 2002, 2003, 2004 y 2005.

Por tanto, la Dirección General de Política Energética y Minas, dispone de toda la información necesaria para establecer las cuantías definitivas de las compensaciones de los sistemas insulares y extrapeninsulares, y en su caso los importes definitivos de los desajustes de ingresos derivados de las revisiones de los costes de generación insular.

En relación con lo anterior, es preciso señalar que si bien los agentes perceptores de dichos fondos están recibiendo las cantidades establecidas en la normativa vigente, es necesario que se determine a la mayor brevedad posible los importes definitivos por

dichos conceptos, de manera que la tarifa eléctrica recoja todos los costes del suministro eléctrico, procediendo a trasladar a los consumidores las diferencias entre las cantidades previstas y las definitivas.

3.3 Sobre el déficit reconocido ex ante de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas generadas entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007.

El Real Decreto 1634/2006 reconoció, en el artículo 1 punto 10, la existencia *ex ante* de un déficit de ingresos y, estimó en 750.000 miles de euros el correspondiente al primer trimestre de 2007. Asimismo, establece que los déficit *ex ante* que pudieran reconocerse para los tres restantes trimestres de 2007 hasta un importe de cinco veces la cantidad anterior (3.750.000 Miles de €), se financiarán con los ingresos que se obtengan mediante la cesión de los derechos de cobro correspondientes a dichos déficit, que consistirán en el derecho a percibir un determinado porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución.

El artículo 1 punto 2 de la propuesta de Real Decreto reconoce *ex ante* la existencia de un déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas que se generará entre el 1 de julio de 2007 y el 30 de septiembre de 2007, de 750.000 miles de euros, estableciendo, asimismo, en la Disposición adicional segunda el procedimiento a seguir por la Comisión Nacional de Energía para el reconocimiento del déficit *ex ante* de ingresos de las actividades reguladas para 2007.

En relación con lo anterior cabe señalar las siguientes consideraciones:

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



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

No obstante lo anterior, cabe reiterar lo señalado en el Informe 39/2006 de esta Comisión: *“el déficit tarifario reconocido ex ante se limita explícitamente a las actividades reguladas, puesto que el coste de la energía incorporado en tarifa será revisado de forma periódica durante el curso del año con el objetivo de incorporar una estimación de los precios de mercado. Debido a su naturaleza, este déficit tarifario no debería distorsionar la competencia entre el suministro a precio libre de los comercializadores y el suministro tarifario a precio regulado, puesto que ambos reflejarían el precio de mercado de la energía y no se generaría una asimetría entre la situación de los distribuidores, que cobrarían un precio reducido en el presente con la expectativa de cobrar el déficit en futuro, y la de los comercializadores, que no tendrían dicha posibilidad de cobro”.*

Por tanto, esta Comisión entiende que, aún estando en contra de una metodología que se base en el reconocimiento de un déficit, esta solución presenta ciertas ventajas respecto al sistema anterior asociadas a la posibilidad que aporta de potenciar la actividad de comercialización, con las posibles eficiencias que pueda traer esto consigo. Por tanto, es más coherente con el sistema regulatorio vigente.

En segundo lugar, ni en la propuesta de Real Decreto ni en la Memoria que la acompaña se aporta información suficiente sobre la revisión de los ingresos y los costes considerados en la propuesta de Real Decreto y, en consecuencia, no es posible valorar el déficit reconocido ex ante en el artículo 1 de la propuesta de Real Decreto.

En tercer lugar, cabe señalar que no se ha establecido el porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso destinada al pago de los derechos correspondientes a los déficit ex ante, tal como se preveía en el artículo 10 punto 1 (párrafo cuarto) del Real Decreto 1634/2006.



Finalmente, cabe señalar que en tanto no se publique la Orden Ministerial por la que se desarrolla el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, en lo referente a las características de los derechos de cobro correspondientes a un porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución para la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de actividades reguladas y el procedimiento para su subasta, de la que esta Comisión emitió informe el pasado 15 de marzo de 2007, no tendrá efecto alguno sobre los agentes que actualmente vienen financiando el déficit de actividades reguladas el reconocimiento *ex ante* del mismo.

3.4 Sobre otros costes no revisados en la Propuesta de Real Decreto

El párrafo segundo del artículo 1 del Real Decreto 1634/2006, estableció que el 1 de julio de 2007, previos los trámites e informes oportunos, el Gobierno, mediante Real Decreto, procedería a la aprobación o modificación de la tarifa media o de referencia, incluyendo la revisión de los costes derivados de las actividades necesarias para el suministro de energía eléctrica y los costes permanentes del sistema y los costes de la diversificación y seguridad de abastecimiento.

~~No obstante, en el proyecto de Real Decreto no se ha tenido en cuenta la revisión de dichos conceptos de costes, de acuerdo con la Disposición¹ adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997.~~

3.4.1 Sobre el coste de generación a incorporar en las tarifas integrales

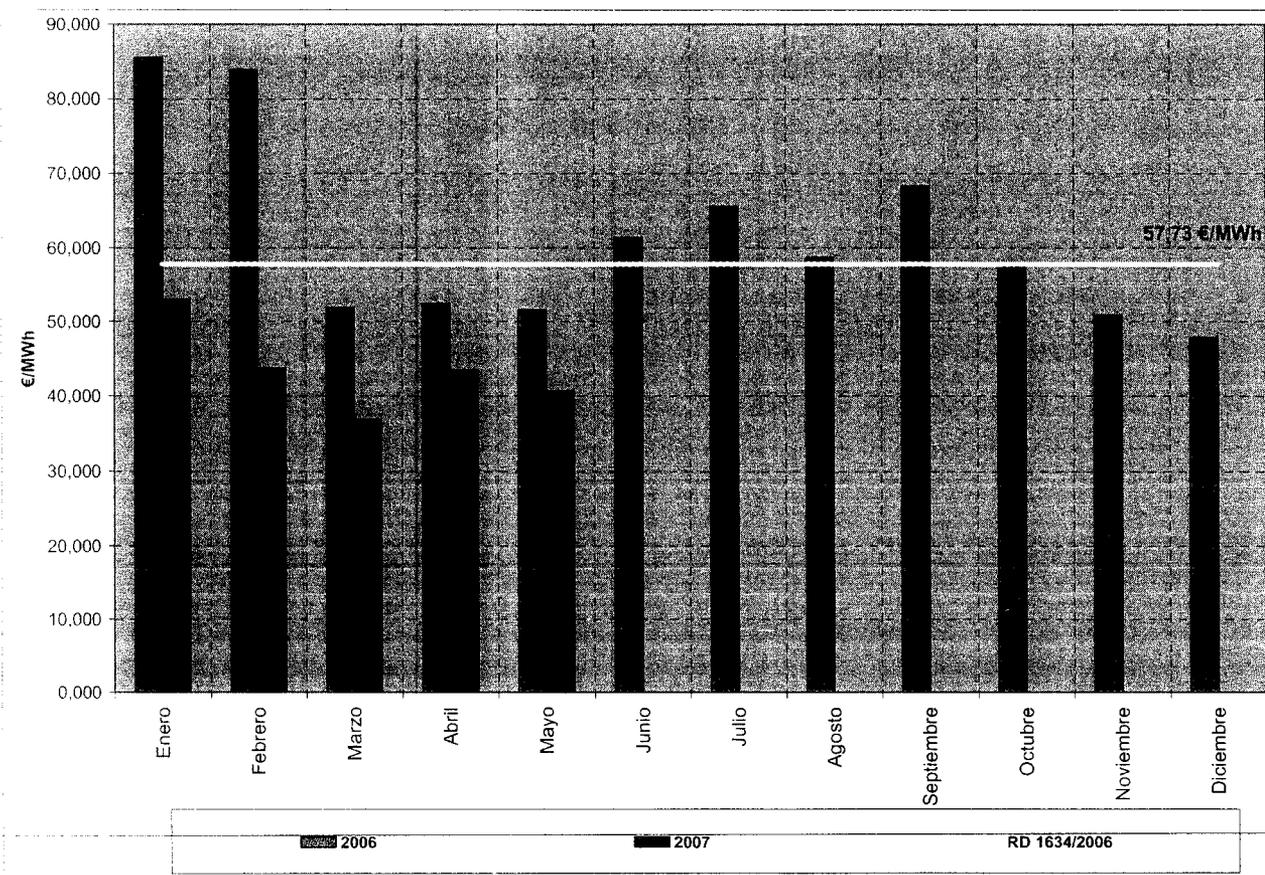
- **Sobre la evolución de la electricidad**

En el Gráfico 1 se muestra la evolución del precio medio final (esto es, incluye garantía de potencia y servicios complementarios) de los distribuidores en el periodo 2005 -2006 y el coste de generación considerado en el Real Decreto 1634/2006. Se observa como desde

¹ Introducida por el artículo 1. quince del Real Decreto-Ley 7/2006.

noviembre de 2006, el precio medio final de distribuidores ha sido inferior al coste de generación considerado en el Real Decreto 1634/2006 (57,73 €/MWh).

Gráfico 1. Precio medio (€/MWh) de distribuidores vs Coste de Generación del R.O. considerado en el Real Decreto 1634/2006



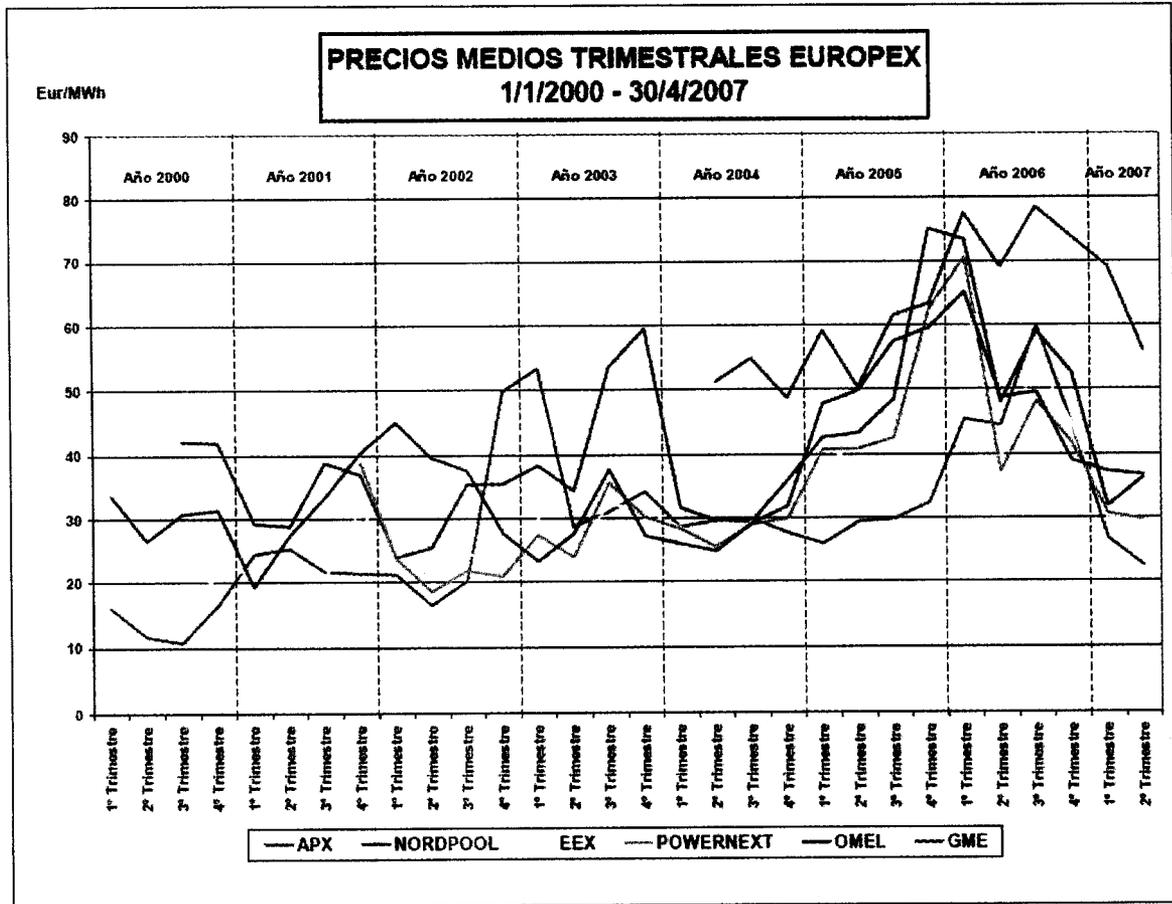
Fuente: OMEL y CNE

En particular, el precio medio de distribuidores registrado en el periodo Enero-Mayo de 2007, es un 35% inferior al registrado en el mismo periodo del año 2006, y un 23% inferior al coste de generación considerado en el Real Decreto 1634/2006.

En el Gráfico 2, se muestra los precios medios aritméticos registrados en los mercados europeos. Se observa que durante los años 2006 y 2007 los precios medios registrados en el mercado OMEL son similares a los registrados en los distintos mercados europeos.

Cabe señalar, la tendencia decreciente registrada en estos mercados a partir del primer trimestre del año 2006.

Gráfico 2. Precio medio aritmético trimestral (€/MWh) en los mercados europeos

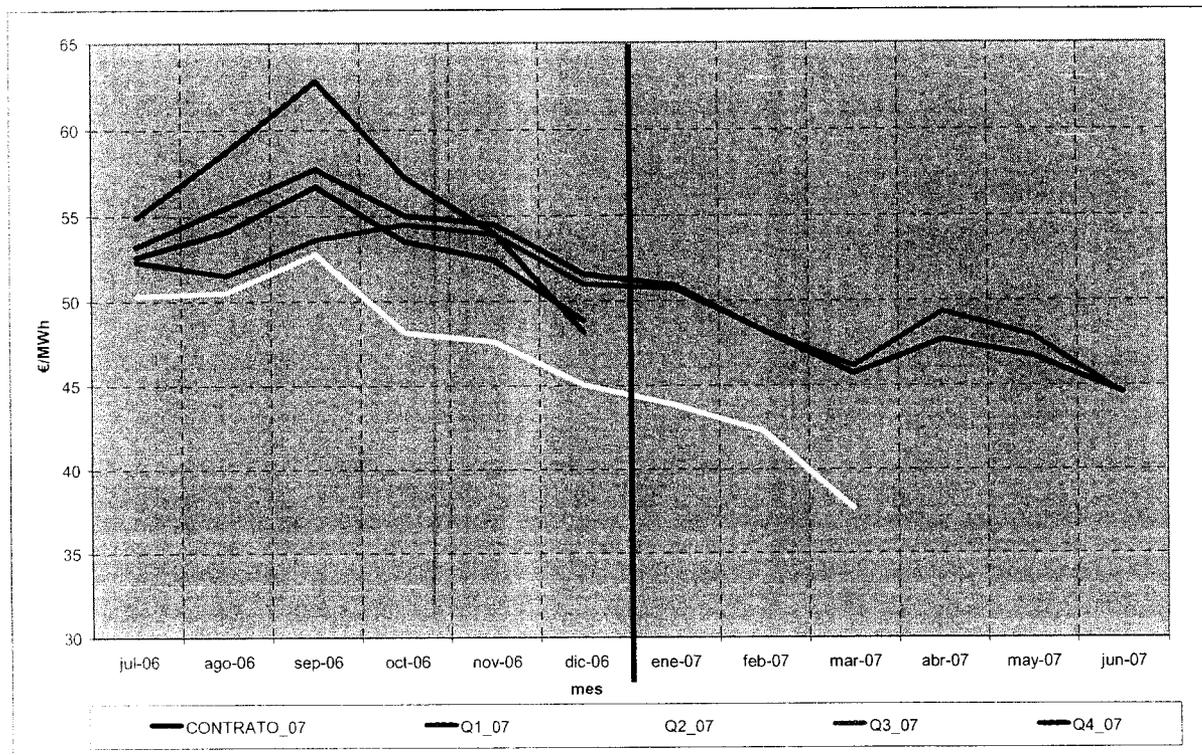


Fuente: OMEL

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

Esta tendencia descendiente se observa también en la evolución de los futuros de la electricidad en el mercado de derivados del MIBEL. En particular, el contrato carga base correspondiente a los trimestres tercero y cuarto de 2007 cotiza en junio de 2007 en torno a un 15% menos de lo que estos mismos contratos cotizaban en julio de 2006 (Véase Gráfico 3).

Gráfico 3. Precio €/MWh de los contratos "base load" de futuros de electricidad en el mercado de derivados del MIBEL.



Fuente: OMIP

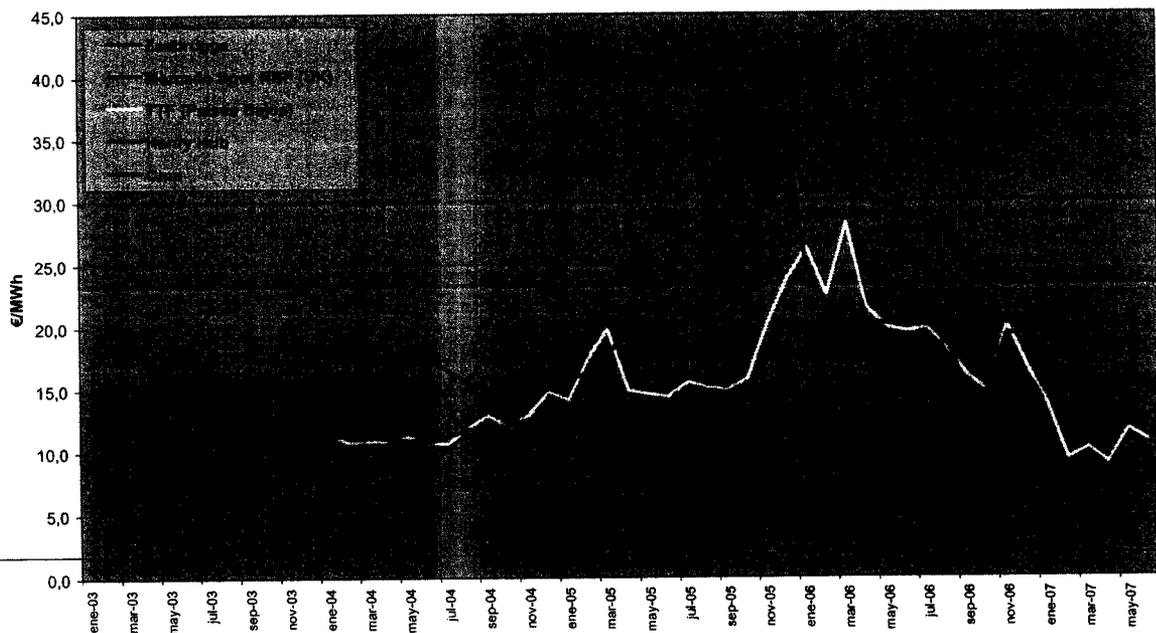
No obstante lo anterior, es preciso señalar que los contratos correspondientes al tercer y cuarto trimestre han cotizado históricamente a un precio superior al del segundo trimestre. Es decir, el mercado descuenta un incremento de precio para la segunda parte del año. Cabe señalar que, este hecho se observa en la cotización de los productos carga base del tercer y cuarto trimestre de 2007, situándose los contratos en el entorno de los 44 €/MWh, esto es, un 18% superior al precio medio del contrato de carga base correspondiente al segundo trimestre de 2007.

- **Sobre la evolución de los precios del gas natural y del petróleo**

En el Gráfico 4 se muestra la evolución de los precios del gas natural en los mercados internacionales entre enero de 2003 y junio de 2007. Se observa que después de los elevados niveles de precio de gas registrados en la segunda mitad de 2005 en los mercados internacionales (Zeebrugge, NBP, TTF y Henry HUB), durante los años 2006 y 2007 se ha producido una fuerte disminución del coste del gas hasta los niveles alcanzados en 2003.

Así, mientras que los precios del Henry Hub se han situado a partir de marzo de 2007 entre los 15 €/MWh y los 20 €/MWh, los precios registrados en el resto de mercados considerados han caído hasta alcanzar los 11 €/MWh en junio de 2007. Cabe señalar que desde mayo de 2006 el Cmp muestra valores superiores a los de los mercados internacionales analizados, debido fundamentalmente a la indexación de este con el coste de los productos petrolíferos.

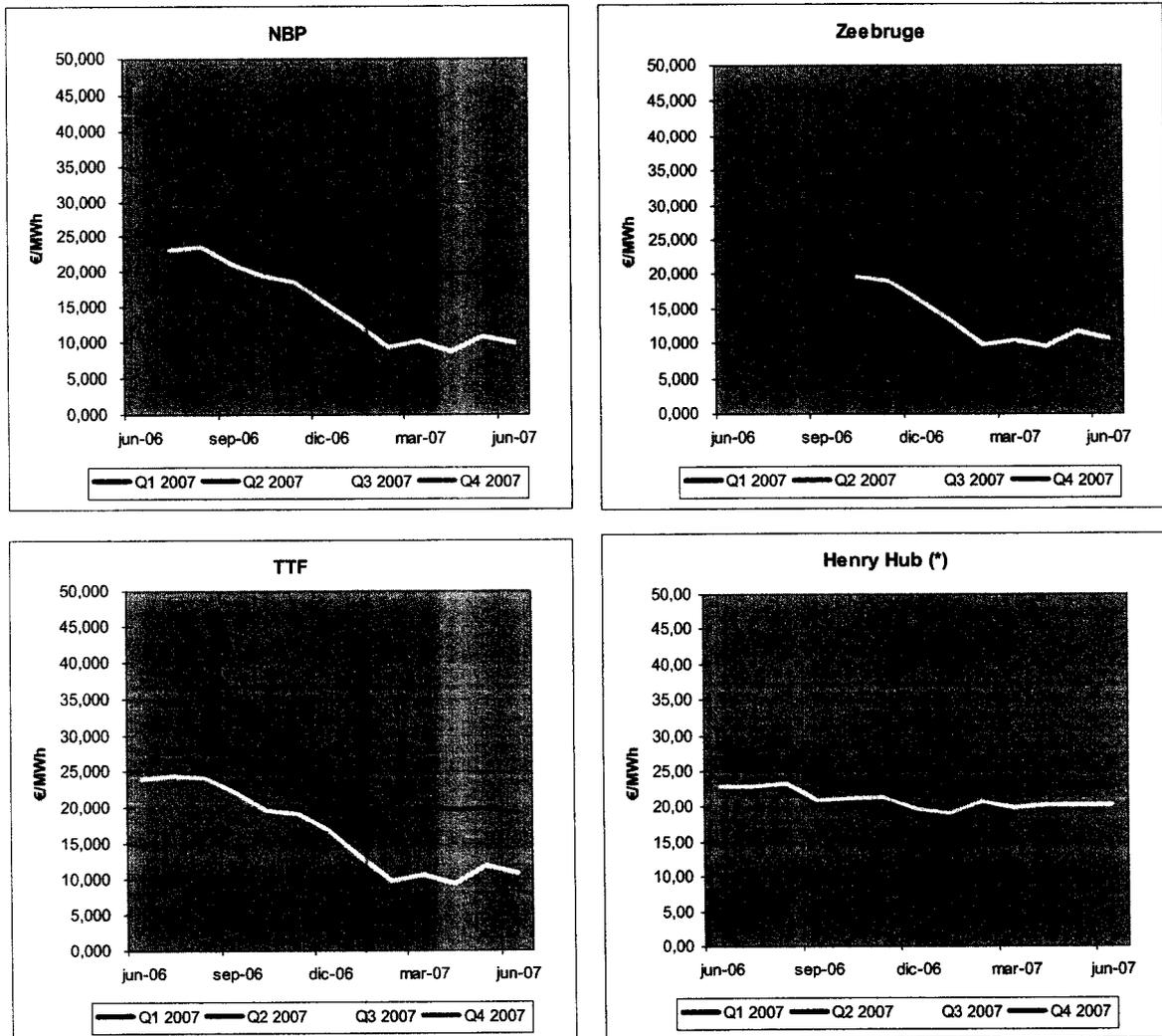
Gráfico 4. Precios spot del gas natural en mercados internacionales y Coste de la Materia Prima (Cmp) (€/MWh)



Fuentes: Paws, World Gas Intelligence y Órdenes ECO/ITC

Por otra parte, al analizar la evolución de las cotizaciones *forward* del precio de gas natural para el año 2007 en los diferentes mercados europeos (NBP, Zeebrugge y TTF), se observa que a partir de enero de 2007 se ha producido una estabilización del precio del gas situada en torno 10 €/MWh para el tercer y 20 €/MWh para el cuarto cuatrimestre, lo que supone que el mercado descuenta que en el último trimestre del año se producirá un incremento de coste de gas que duplicará el precio al que actualmente cotiza el gas en dichos mercados. Mientras, los futuros del gas natural en el *Henry Hub* mantienen los niveles de precios actuales.

Gráfico 5. Precios forward del gas (€/MWh)



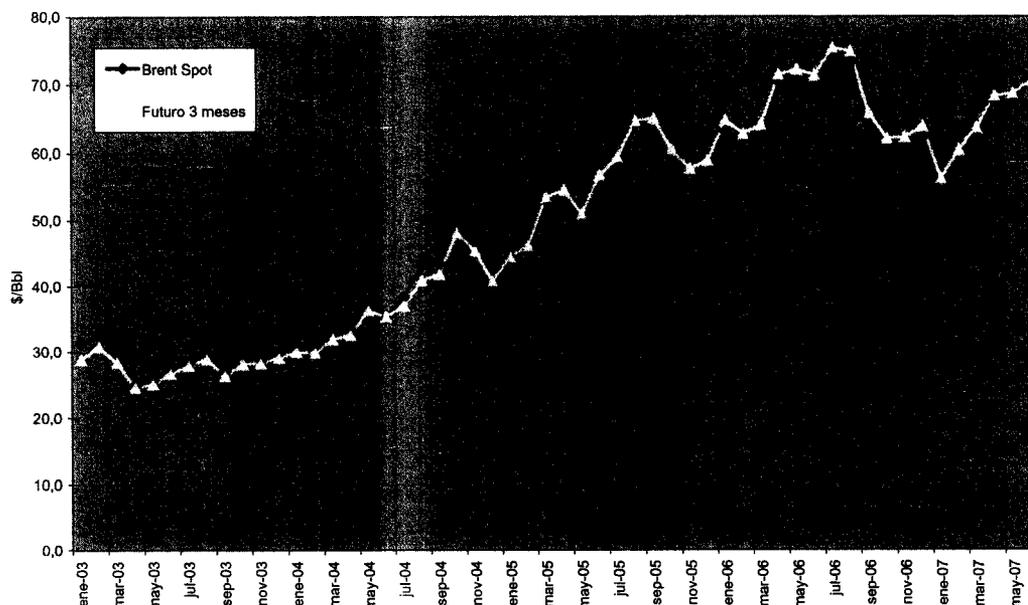
Fuente : PAWS

Nota (*) : promedio de la media de los meses que comprende cada periodo

En el Gráfico 6, se muestra la evolución del Spot y futuro a 3 meses del *brent* en el periodo 2003-2007. Se observa, que durante el año 2007, se ha producido un incremento del precio del petróleo que ha compensado la reducción del precio registrada durante la segunda mitad del año 2006.

[Handwritten signature]

Gráfico 6. Spot y futuro a 3 meses del Brent en el periodo 2003 - 2007 (\$/Bbl)



Fuente : PAWS

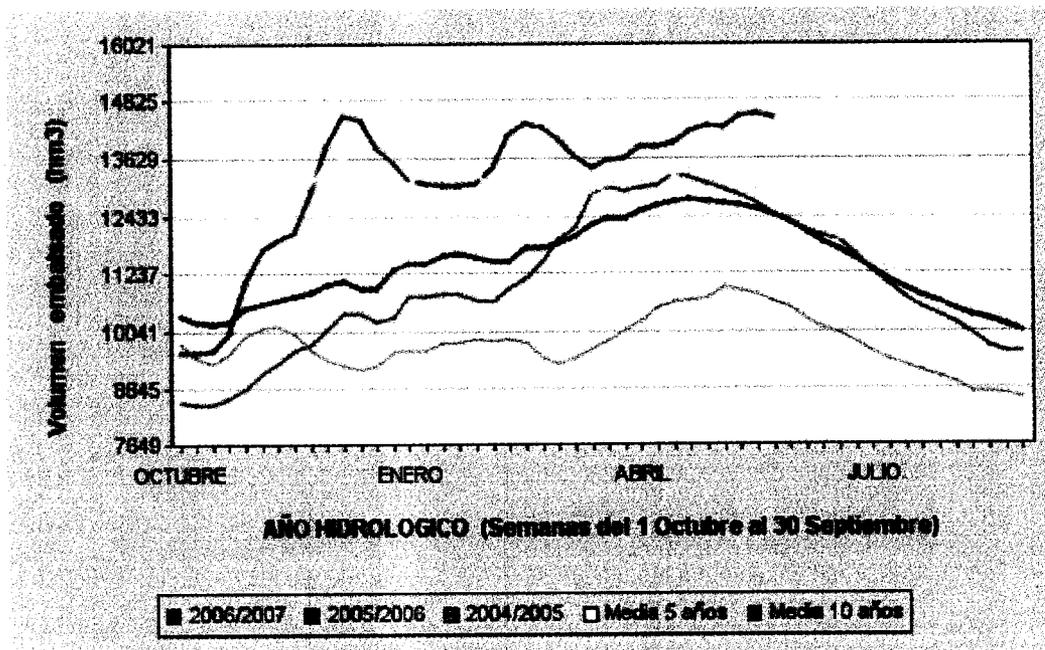
- **Sobre la energía producible de origen hidráulico**

Adicionalmente, se ha analizado la evolución del producible hidráulico, dado que dicho componente tiene un elevado impacto sobre el coste de generación del mercado.

En el Gráfico 7, se muestra la evolución del agua embalsada con destino a la producción hidroeléctrica durante los últimos años hidrológicos. Se observa que desde principios del año 2007 el nivel de agua embalsada es muy superior a la media histórica registrada durante los últimos 5 y 10 años.

Por tanto, se espera que aumente la participación de la energía de origen hidráulica en la cobertura de la demanda durante el 2º semestre de 2007, sustituyendo a otras tecnologías de producción más caras.

Gráfico 7. Volumen de agua embalsado en los embalses hidroeléctricos



Fuente: Boletín Hidrológico semanal, Ministerio de Medio Ambiente

- **Sobre las subastas virtuales de capacidad**

Recientemente, se han puesto en marcha dos mecanismos de subasta: subastas de capacidad de VPP y subastas de distribuidores, llamadas a tener un importante efecto sobre el coste de generación a considerar en el escándalo de costes.

Así, el pasado 13 de junio de 2007 tuvo lugar la primera Subasta de Capacidad de VPP de Endesa e Iberdrola, que se celebró al amparo de lo establecido en la disposición adicional vigésima del Real Decreto 1634/2006, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir del 1 de enero de 2007. En particular, se subastó la cantidad de 850 MWq (MW trimestrales equivalentes) de capacidad VPP comenzando en julio de 2007 divididos en 600 MWq de carga base y 250 MWq de carga pico.

Cabe señalar que si bien se considera una medida positiva por las razones señaladas en el Informe 39/2006 de esta Comisión, no se ha considerado impacto alguno sobre el coste de generación 2007, porque la magnitud de la potencia subastada no es significativa (850 MW de Potencia trimestral equivalente, lo que supone únicamente el 2% de la potencia máxima horaria registrada en 2007) y, además, se desconoce el comportamiento que

seguirán los agentes adjudicatarios y, por tanto, el efecto de las mismas sobre el precio final del mercado mayorista.

- **Sobre las subastas de distribuidores**

El pasado 19 junio de 2007 se celebró la primera subasta de contratos bilaterales para el suministro al mercado a tarifa. En particular, y de acuerdo a lo establecido en la Resolución de 19 de abril de 2007, de la Secretaría General de Energía, por la que se establecen las características de la primera subasta a que hace referencia la Orden ITC/400/2007, de 26 de febrero, se subastó energía equivalente a una potencia constante comprendida entre 3.500 MW y 9.000 MW del producto carga base y 0 MWh de carga modulada, a entregar entre las 0:00h del 1 de julio de 2007 y las 24:00h del 30 de septiembre de 2007.

La potencia resultante de la subasta fue de 6.500 MW de producto de carga base a un precio de 46,27 €/MWh, lo que supone el 28,3% de la demanda de los distribuidores de acuerdo con la información que acompañó la propuesta de Real Decreto, una vez descontado el porcentaje asignado a la distribuidora portuguesa. Cabe señalar que dicho precio es del producto base, por lo que el precio final de la distribuidora debiera ser complementado con los precios resultantes del mercado mayorista.

Esta Comisión considera que el resultado de la subasta se debería tener en cuenta a la hora de realizar las revisiones trimestrales de las tarifas integrales, para lo que es necesario que exista un procedimiento automático de revisión de las tarifas integrales o, en su defecto, un mayor tiempo entre la realización de las subastas y la fijación de las tarifas integrales aplicables para el próximo trimestre.

- **Coste de generación previsto para 2007**

En resumen, se observa que el precio de la electricidad ha registrado en el año 2007 una caída respecto a los niveles registrados en el año 2006, consecuencia de la moderación de los precios de las materias primas, y de la evolución favorable del producible hidráulico durante el último año hidrológico. Sin embargo, existen ciertas señales que indican que a

finales de año se producirá un incremento del coste de las materias primas que podría situar la cotización de las mismas en los niveles registrados a principios de 2007.

No obstante, debe tenerse en cuenta que el precio final de la electricidad en el mercado depende de muchos factores, entre los que se encuentra la cotización internacional de las materias primas, pero también la producción hidráulica disponible, el efecto de las subastas virtuales de capacidad y el precio de las subastas de los distribuidores.

Por todo lo anterior, se ha considerado, además del escenario de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006, dos posibilidades adicionales.

- Escenario 1 (57,72 €/MWh)

El escenario 1 mantiene el coste de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006. El precio medio final de la energía para el régimen ordinario, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Real Decreto por el que se establece la tarifa a partir del 1 de enero de 2007, era de 57,72 €/MWh.

- Escenario 2 (48 €/MWh)

El escenario 2 considera un precio de final de la energía para el régimen ordinario de 48 €/MWh. Este precio se ha obtenido suponiendo que el precio medio del mercado diario es función en un 80% del observado para el producto de carga base mensual en el OMIP para el resto del año a 13 de Junio y en un 20% del precio medio del mercado diario registrado en el mercado mayorista (de enero a mayo).

- Escenario 3 (52 €/MWh)

El escenario 3 es el resultado de considerar un coste de generación intermedio entre el Escenario 2 y el coste de generación considerado implícitamente en el Real Decreto 1634/2006, teniendo en cuenta una posible evolución de precios futura en los mercados nacionales e internacionales. Este precio estaría más correlacionado con el precio de la subasta de distribución.

En los escenarios 2 y 3 se ha considerado el coste de los servicios complementarios y de la garantía de potencia registrado en el mercado en el periodo enero-mayo de 2007.

En el Cuadro 2 se compara el coste de generación considerado en el Real Decreto 1634/2006, con el coste de generación resultante en los escenarios 2 y 3. Se observa que el coste de generación para el año 2007 en los escenarios anteriores, sería entre un 9 y un 16 % inferior al implícito en el Real Decreto 1634/2006.

Cuadro 2. Escenarios de costes de generación considerados

Categoría	Escenario 1 (RD 1634/2006) (€/MWh)	Escenario 2 (45 €/MWh)		Escenario 3 (52 €/MWh)			
		€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh		
COSTE DE GENERACION	21.571	12,7	11.221.777	52,8	21.502.046	57,0	21.448.537
- Régimen Ordinario	202.541	57,7	11.691.177	47,9	9.705.220	52,0	10.522.059
Energía		53,0	10.728.972	42,1	8.535.290	46,2	9.352.129
PGP		4,8	684.724	5,3	757.776	5,3	757.776
SS.CC		1,4	277.481	2,0	412.154	2,0	412.154
- Régimen Especial	62.290	59,2	3.684.588	49,5	3.083.323	53,5	3.334.536
- Contrato REE - EDF y otros intercambios	- 807	47,8	- 38.599	47,8	- 38.599	47,8	- 38.599
- Extrapeninsulares	15.547	136,1	2.116.634	126,5	1.967.081	130,6	2.029.782
- Incentivo al consumo del carbon autóctono			79.800		79.800		79.800

Categoría	Escenario 2 (45 €/MWh)		Escenario 3 (52 €/MWh)	
	€/MWh	%	€/MWh	%
COSTE DE GENERACION	- 1.722.152	-10%	- 2.778.140	-9%
- Régimen Ordinario	- 1.985.957	-17%	- 1.169.118	-10%
Energía	- 2.193.682	-20%	- 1.376.843	-13%
PGP	73.052	11%	73.052	11%
SS.CC	134.673	49%	134.673	49%
- Régimen Especial	- 601.266	-16%	- 350.053	-10%
- Contrato REE - EDF y otros intercambios	-	0%	-	0%
- Extrapeninsulares	- 149.553	-7%	- 86.852	-4%
- Incentivo al consumo del carbon autóctono	-	0%	-	0%

Fuentes: Real Decreto 1634/2006 y CNE



3.4.2 Primas del régimen especial

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

La Disposición adicional vigésima sexta del Real Decreto 1634/2006 amplió el plazo de aplicación de la disposición transitoria segunda del Real Decreto 436/2006, hasta la entrada en vigor de la norma por la que se modificara el régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial.

El 1 de junio de 2007 entró en vigor el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Esta Comisión entiende que el efecto sobre los costes del sistema derivados de la entrada en vigor del Real Decreto 661/2007 debería haber sido tenido en cuenta en el ajuste de la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio establecido en la propuesta de Real Decreto. Asimismo, se entiende que esta revisión debería afectar tanto a tarifas integrales como a tarifas de acceso.

3.4.3 Cuotas con cargo a los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento

La propuesta de Real Decreto mantiene las cuotas aplicables sobre las tarifas integrales y sobre las tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006.

El aumento de las tarifas integrales del Proyecto de Real Decreto, a aplicar a partir del 1 de julio de 2007, respecto a las tarifas integrales del Real Decreto 1634/2006 supone un incremento de los ingresos regulados estimado en 370 Millones de euros al año (185 Millones el resto del año), teniendo en cuenta el escenario de previsión de la CNE,

obtenido a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras a finales de 2006

En consecuencia, el aumento de ingresos previstos por aplicación del proyecto de Real Decreto manteniendo las cuotas a aplicar sobre las tarifas integrales y tarifas de acceso actualmente vigentes, supone un incremento artificial de los costes permanentes y de diversificación y seguridad de abastecimiento con cargo a cuotas sobre los del Real Decreto 1634/2006. De acuerdo con el artículo 2 en la propuesta de Real Decreto, dichas cantidades serán tenidas en cuenta en la elaboración de las tarifas eléctricas del ejercicio siguiente.

Esta Comisión considera, sin embargo, que posponer la solución a este desfase de costes e ingresos para el ejercicio siguiente no es la medida más conveniente. Por tanto, propone que en esta revisión se resuelvan dichos desfases.

En el Cuadro 3 se compara el importe de los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento antes de la propuesta de Real Decreto, es decir, aplicando las cuotas previstas en el Real Decreto 1634/2006 con los importes resultantes de la aplicación de la propuesta de Real Decreto².

Se observa que el mantenimiento de las cuotas vigentes sobre un aumento de ingresos derivado de los aumentos en las tarifas integrales, supone que durante el año 2007, los costes del sistema se incrementarían en 13.717 Miles de euros, un 0,83% más de lo inicialmente previsto.

² El efecto sobre los costes permanentes y de los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento se han calculado a partir del escenario de ingresos, según la información que acompañaba a la Propuesta de Real Decreto 1634/2006, sobre la tarifa eléctrica 2007

**Cuadro 3. Importe de los costes permanentes y de diversificación y seguridad del abastecimiento.
Año 2007. Miles de €**

Categoría	RD 1634/2006 (1)	Propuesta de RD (2)	Diferencia	
			Miles de €	%
Compensación extrapeninsular	1.187.611	1.197.513	9.902	0,83%
Operador del Sistema	34.505	34.793	287	0,83%
Operador del Mercado	10.157	10.242	85	0,83%
Tasa de la Comisión Nacional de Energía	14.109	14.236	127	0,90%
Moratoria Nuclear	4.480	4.402	- 78	-1,74%
Fondo para la financiación del PGRR	50.359	50.779	420	0,83%
Interrumpibilidad, régimen especial	14.380	14.500	120	0,83%
Déficit de actividades reguladas año 2005	342.315	345.169	2.854	0,83%
TOTAL COSTES	1.657.917	1.671.634	13.717	0,83%

Fuentes: Real Decreto 1634/2006 y propuesta Real Decreto

3.4.4 Servicios de gestión de la demanda

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, en concreto, servicios de interrumpibilidad y 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 día 4 de abril de 2007 se recibió en la Comisión Nacional de Energía la propuesta de Orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción para que, de acuerdo con la función antes citada, se emitiera el correspondiente informe preceptivo.



En cumplimiento de la función antes citada, el pasado 31 de mayo de 2007 se aprobó el Informe 12/2006. A la fecha de realización del presente informe no se ha publicado la Orden por la que se regulan los servicios de gestión de la demanda para los consumidores que adquieren su energía en el mercado de producción. Sin embargo esta Comisión, por prudencia tarifaria, hubiera valorado positivamente la dotación de una cantidad que recogiera el incremento del coste por este concepto en el escandallo de costes considerado en la propuesta de Real Decreto de la que se emite el presente informe.

3.5 Escenarios de costes considerados

Como se ha comentado anteriormente, se han modificado sustancialmente algunas variables que, en opinión de esta Comisión, hubieran hecho aconsejable la revisión del escandallo de costes respecto al considerado en diciembre de 2006.

No obstante, teniendo en cuenta que la propuesta de Real Decreto actualiza únicamente las tarifas integrales (esto es, se mantienen las tarifas de acceso y por tanto los costes de acceso implícitos en el Real Decreto 1634/2006), se ha considerado oportuno analizar únicamente el impacto sobre los costes del sistema de distintos escenarios de coste de generación.

En concreto, se han considerado los tres escenarios de coste de generación descritos en el epígrafe 2.4.1. Adicionalmente, se ha tenido en cuenta el impacto del aumento de las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto sobre los costes que se recuperan mediante cuota, manteniéndose el resto de costes considerados en el Real Decreto 1634/2006 (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Escenarios de costes previstos para 2007.

		Escenario 1		Escenario 2		Escenario 3	
		Coste (Millones de euros)					
TRANSPORTE		1.089.773	1.089.773	1.089.773	1.089.773	1.089.773	1.089.773
DISTRIBUCIÓN		4.299.765	4.299.765	4.299.765	4.299.765	4.299.765	4.299.765
COMERCIALIZACIÓN		306.019	306.019	306.019	306.019	306.019	306.019
COSTES PERMANENTES		1.281.784	1.281.784	1.281.784	1.281.784	1.281.784	1.281.784
DÉFICIT DE AÑOS ANTERIORES		830.400	830.400	830.400	830.400	830.400	830.400
COSTES DE DIVERSIFICACIÓN Y SEGURIDAD DEL ABASTECIMIENTO		70.945	70.767	70.767	70.767	70.838	70.838
PRIMA DEL RÉGIMEN ESPECIAL		1.664.412	1.664.412	1.664.412	1.664.412	1.664.412	1.664.412
COSTE DE GENERACIÓN	62,7	17.533.600	52,9	14.796.825	57,0	15.927.578	15.927.578
- Régimen Ordinario	57,7	11.691.177	47,9	9.705.220	52,0	10.522.059	10.522.059
- Régimen Especial	59,2	3.684.588	49,5	3.083.323	53,5	3.334.536	3.334.536
- Contrato REE - EDF y otros intercambios	47,8	- 38.599	47,8	- 38.599	47,8	- 38.599	- 38.599
- Extrapeninsulares	136,1	2.116.634	126,5	1.967.081	130,6	2.029.782	2.029.782
- Incentivo al consumo del carbon autóctono		79.800		79.800		79.800	79.800
INGRESOS POR EXPORTACIONES		- 17.300		- 17.300		- 17.300	- 17.300
COSTES DOBLEMENTE CONTABILIZADOS		- 1.197.513		- 1.197.513		- 1.197.513	- 1.197.513
COSTE TOTAL DEL SISTEMA	10,12	25.661.866	9,05	23.124.833	9,49	24.255.756	24.255.756

Fuentes: Información que acompañó a la propuesta de Real Decreto por la que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, Real Decreto 1634/2006 y propuesta Real Decreto.

Se observa que el precio del régimen ordinario considerado en el Escenario 2 es un 17% inferior al implícito en el Real Decreto 1634/2006, lo que supone una minoración estimada en 2.737 Millones de euros de los costes totales del sistema. En el Escenario 3 el precio considerado es un 10% inferior al considerado en el Escenario 1, lo que supone una reducción de los costes totales del sistema superior a 1.606 Millones de euros.

4 CONSIDERACIONES SOBRE LOS PRECIOS REGULADOS

Para valorar el efecto que sobre los ingresos del sistema tienen las nuevas tarifas integrales incluidas en la propuesta de Real Decreto, se utiliza el escenario de previsión de 2007 elaborado en diciembre de 2006 por esta Comisión. Dicho escenario de previsión se elaboró a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras sobre el número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario y sirvió para informar sobre la propuesta de Real Decreto 1634/2006 (véase Anexo II del informe CNE 39/2006).

4.1 Principales cambios introducidos en la propuesta de Real Decreto

4.1.1 Variaciones de las tarifas integrales

La propuesta de Real Decreto por la que se revisa la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2007 mantiene los valores de los términos de potencia, energía activa y reactiva de las tarifas de acceso e introduce las siguientes variaciones en las *tarifas integrales* respecto a las publicadas en el Real Decreto 1634/2006:

- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 1.0 y 2.0.1 de un 1,5% en los términos de potencia y de energía.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 2.0.2 de un 1,9% en los términos de potencia y de energía.
- Aumento de las tarifas integrales de baja tensión 2.0.3 y 3.0.1 de un 5,0% en los términos de potencia y de energía.
- Aumento de un 21,6% del término de potencia y reducción de un 1,4% del término de energía de la tarifa integral de baja tensión 3.0.2.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión 2.0 N de un 5% en los términos de potencia y energía.
- Aumento de la tarifa integral de baja tensión R.0 de un 5% en los términos de potencia y energía.

- Se mantienen los términos de potencia y energía de las tarifas generales de alta tensión.
- Aumento de un 1,9% en los términos de potencia y energía de la tarifa especial de grandes consumidores (G.4), tarifas aplicables a los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley 54/1997 (Tarifa D) y Tarifa Horaria de Potencia (THP).
- Aumento de las tarifas específicas de riegos de alta tensión de un 5% en los términos de potencia y energía.

Adicionalmente, la propuesta de Real Decreto introduce las siguientes modificaciones respecto al Real Decreto 1634/2006 que afectan a los precios regulados:

- Supresión de la tarifa 4.0 a partir del 1 de julio de 2007 (véase epígrafe 3.1.2.)
- Modificación de los coeficientes de cálculo del descuento de interrumpibilidad de las tarifas generales de alta tensión y de la Tarifa Horaria de Potencia (véase epígrafe 3.1.3).

En el siguiente cuadro se muestran las variaciones en tarifas integrales durante el año 2007, tanto para el Real Decreto 1634/2006 como por el proyecto de Real Decreto por el que se emite el presente informe.

Cabe señalar que, en las citadas variaciones no se ha considerado la supresión del recargo sobre el consumo medio superior a 1.300 kWh el bimestre, por considerarse una errata. No obstante, se ha estimado que la supresión de dicho recargo supondría una disminución de los precios medios pagados por los clientes cuyo consumo bimestral supera los 1.300 kWh respecto de los que pagaría de no suprimirse dicho recargo. En concreto, los clientes acogidos a la tarifa 2.0.1 verían reducidos sus precios medios en un 0,5% y los acogidos a la tarifa 3.0.1 en un 4,2% (véase epígrafe 4.14.1).



Cuadro 5. Tasas de variación en términos nominales de las tarifas integrales. Año 2007

		% Variación RD 1634/2006 sobre RD 809/2006	% Variación propuesta Jul 07 sobre RD 1634/2006	Acumulado 2007 (2)	
Tarifas de baja tensión					
Domésticos (1)	1.0	P ≤ 1 kW	2,00%	1,50%	3,53%
	2.0.1	1 kW < P ≤ 2,5 kW	2,00%	1,50%	3,53%
	2.0.2	2,5 kW < P ≤ 5 kW	2,80%	1,86%	4,71%
	2.0.3	5 kW < P ≤ 10 kW	3,32%	5,00%	8,49%
PYMES	3.0.1	10 kW < P ≤ 15 kW	5,00%	5,00%	10,25%
	3.0.2	P > 15 kW	4,00%	1,81%	5,88%
Transitorias	4.0	P > 15 kW y larga utilización	5,30%	2,48%	7,90%
	2.0. N	Tarifa Nocturna	5,00%	5,00%	10,25%
	R.0	Riegos	4,25%	5,00%	9,77%
Total Baja Tensión		3,49%	2,97%	6,56%	
Tarifas de alta tensión					
Tarifas generales (3)	Corta utilización		5,45%	0,00%	5,45%
	Media utilización		5,91%	0,00%	5,91%
	Larga utilización		9,42%	0,00%	9,42%
Tarifas específicas	THP		8,52%	1,90%	7,33%
	G.4		6,71%	1,90%	8,74%
	Riegos		8,05%	5,00%	11,85%
	Tarifas D (DT 11ª Ley 54/1997)		4,07%	1,93%	5,44%
Total Alta Tensión		6,36%	0,76%	7,17%	

Fuentes: Real Decreto 809/2006, Real Decreto 1634/2006, propuesta Real Decreto y CNE.

Notas:

- (1) La variación del Real Decreto 1634/2006 respecto al Real Decreto 809/2006 para las tarifas 2.0.X y 3.0.1 se ha realizado respecto a los precios de la tarifa 2.0.
- (2) La variación acumulada para 2007 se ha calculado aplicando los precios de la propuesta de Real Decreto al escenario de previsión de la CNE.
- (3) No incorpora el efecto de la modificación del coeficiente de cálculo de la fórmula de interrumpibilidad. El impacto sobre la facturación media de los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad se ha estimado en 1,15%, según el escenario de previsión de la CNE.

4.1.2 Unificación y supresión de tarifas

La propuesta de Real Decreto establece en el punto 1 de la Disposición adicional cuarta la supresión de las tarifas generales de alta tensión para el 1 de julio de 2008.

Esta Comisión valora positivamente el adelanto de la eliminación de las tarifas generales de alta tensión. En este sentido se consigue cierta simetría con lo que ya ha ocurrido en el sector del gas. No obstante, considera necesario ampliar la supresión a las tarifas específicas, esto es, a la tarifa de grandes consumidores G.4 y a la tarifa de venta a distribuidores D.

Análogamente, en el punto 2 de la citada disposición se establece la supresión de la tarifa 4.0 (tarifa general de larga utilización) a partir del 1 de julio de 2007. Los consumidores que a la entrada en vigor estuvieran acogidos a la tarifa 4.0, pasarán automáticamente a estar acogidos a la tarifa 3.0.2 (tarifa general de media utilización).

Cabe señalar que la introducción de esta medida ha venido acompañada por una variación de los términos de potencia y energía de la tarifa 3.0.2 del 21,6% y del -1,4%, respectivamente, respecto a los precios establecidos en el Real Decreto 1634/2006.

Según el escenario de previsión elaborado por esta Comisión en diciembre de 2006, se estima que, como resultado de aplicar los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto, los consumidores acogidos a las tarifas 3.0.2 verán incrementada su facturación media en un 1,8%, mientras que los consumidores acogidos a la tarifa 4.0 verán incrementada su facturación media en un 2,5%.

Esta comisión valora positivamente la supresión de la tarifa 4.0 a partir del 1 de julio de 2007, en la medida en que se hace simétrica la estructura de tarifas integrales y de acceso para clientes conectados a redes de tensión inferior a 1 kV y potencia contratada superior a 15 kW.



Dada la desaparición inminente de las tarifas integrales, esta Comisión consideraría adecuada y urgente una campaña explicativa a los clientes afectados sobre la nueva situación que se plantea, y la necesidad de elegir nuevo suministrador a aquellos clientes que permanezcan en tarifa. Igualmente, debería establecerse qué ocurre en el caso de aquellos clientes que vencido el plazo no hayan elegido suministrador. Sería muy adecuado para ello utilizar como canal adicional de comunicación el de la facturación de la distribuidora, lo cual debería planificarse con cierta antelación.

Igualmente debería articularse un mecanismo, al menos de forma transitoria, que permitiera a los consumidores cuyas tarifas desaparecen conocer y valorar adecuadamente las ofertas que puedan recibir de los comercializadores. Este mecanismo debería incluir como mínimo la habilitación de un portal en Internet, adecuadamente publicitado, en el que los comercializadores publicaran sus ofertas, con carácter obligatorio para los consumidores de baja tensión y con carácter potestativo para el resto de los consumidores, de forma que éstas fueran comparables para los consumidores.

Adicionalmente, en dicho portal podría publicarse, al menos de forma transitoria, información sobre los precios que resultarían de aplicar una tarifa aditiva teniendo en cuenta precios de referencia de energía de distintos mercados. El objetivo sería orientativo y pedagógico.

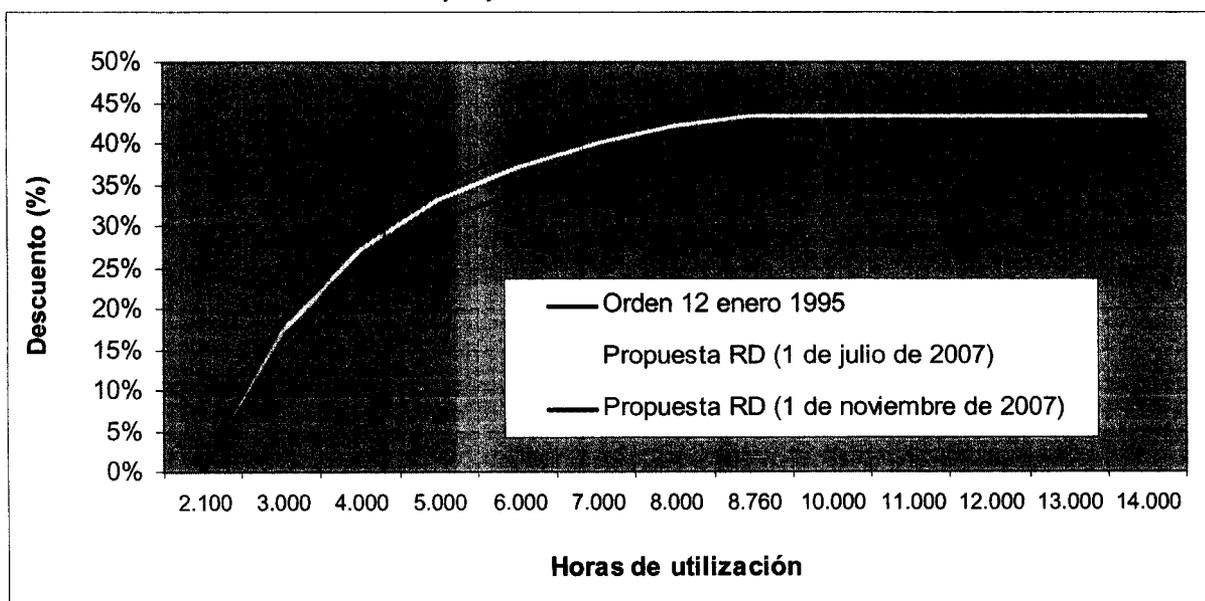
Por último, incidir de nuevo en que esta Comisión considera imprescindible el establecimiento de procedimientos para que los distribuidores informen a los consumidores conectados a sus redes de la desaparición de las tarifas con suficiente anterioridad a que ésta se produzca y se utilice este canal para asesorar sobre la forma de contratar en el mercado o, en su caso, la tarifa de último recurso más adecuada.

4.1.3 Modificación de coeficientes de interrumpibilidad

Se modifica la fórmula para calcular el descuento de interrumpibilidad. En concreto, el coeficiente de 0,6 de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad (DI) establecido en el apartado a) del punto 7.4.4 del título I del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995, pasa a tener un valor de 0,571 a partir de 1 de julio de 2007 y de 0,525 a

partir del 1 de noviembre de 2007. La modificación de los citados coeficientes supone una reducción del descuento máximo sobre la facturación básica que podría obtener un cliente acogido a tarifa general de alta tensión con complemento de interrumpibilidad de un 4,8%, a partir del 1 de julio de 2007, y de un 12,5%, a partir del 1 de noviembre de 2007, respecto a lo establecido en la Orden de 12 de enero de 1995 (véase Gráfico 8).

Gráfico 8. Efecto de la modificación del coeficiente de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad (DI) en los descuentos máximos sobre la facturación básica. Orden de enero 1995 y propuesta de Real Decreto



Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995 y propuesta de Real Decreto

En el Cuadro 6 se resume, en términos anuales, el impacto que sobre los ingresos del sistema tendrían las sucesivas revisiones del coeficiente de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad, según el escenario de previsión de la CNE.

Cabe señalar que la reducción del coeficiente establecido a partir del 1 de julio de 2007 (0,571) hubiera supuesto unos ingresos adicionales para el sistema de 10,2 Millones de euros, en caso de que se hubiera aplicado desde el 1 de enero de 2007. La aplicación del coeficiente establecido a partir del 1 de noviembre de 2007 (0,525) hubiera supuesto un aumento de los ingresos de 26,5 Millones de euros, en caso de aplicarse a partir de 1 de enero de 2007. Se estima que los ingresos del sistema se verán incrementados en 2007 en 7,8 Millones de euros como consecuencia de las sucesivas revisiones del coeficiente

de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad, teniendo en cuenta la fecha de aplicación (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Impacto en los ingresos del sistema (miles de €) de la modificación del coeficiente de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad (DI)

Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	
62	1.1 Int.	6	110	1.064	1.012	931	- 51	- 133	1.024	- 39
65	2.1 Int.	17	309	3.259	3.102	2.852	- 158	- 407	3.139	- 120
67	3.1 Int.	25	1.561	24.066	22.903	21.056	- 1.163	- 3.008	23.177	- 889
74	2.2 Int.	9	491	6.583	6.265	5.760	- 318	- 823	6.340	- 243
76	3.2 Int.	24	2.394	35.136	33.437	30.744	- 1.698	- 4.392	33.837	- 1.298
82	1.3 Int.	2	40	261	248	228	- 13	- 33	251	- 10
85	2.3 Int.	4	401	5.836	5.554	5.107	- 282	- 730	5.620	- 216
87	3.3 Int.	23	3.478	48.924	46.559	42.808	- 2.365	- 6.115	47.116	- 1.807
92	1.4 Int.	2	87	1.250	1.189	1.094	- 60	- 156	1.204	- 46
95	2.4 Int.	1	96	1.495	1.423	1.308	- 72	- 187	1.440	- 55
97	3.4 Int.	16	5.732	83.722	79.675	73.257	- 4.047	- 10.465	80.629	- 3.093
TOTAL		129	14.700	211.695	201.368	185.145	- 10.227	- 26.449	203.777	- 7.817

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, Real Decreto 1634/2006 y propuesta de Real Decreto

En el Cuadro 7 se recoge el impacto, en términos anuales, sobre la facturación media de los clientes acogidos a tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad.

Cuadro 7. Impacto en el precio medio (cent€/kWh) de las tarifas generales de alta tensión con complemento de interrumpibilidad de la modificación del coeficiente de la fórmula de cálculo del descuento por interrumpibilidad (DI)

Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.	Int.
62	1.1 Int.	6	110	7,14	7,19	7,26	0,7%	1,7%
65	2.1 Int.	17	309	6,44	6,49	6,57	0,8%	2,0%
67	3.1 Int.	25	1.561	4,23	4,30	4,42	1,8%	4,6%
74	2.2 Int.	9	491	5,37	5,43	5,54	1,2%	3,1%
76	3.2 Int.	24	2.394	3,15	3,23	3,34	2,2%	5,8%
82	1.3 Int.	2	40	5,85	5,88	5,93	0,5%	1,4%
85	2.3 Int.	4	401	4,36	4,43	4,55	1,6%	4,2%
87	3.3 Int.	23	3.478	2,55	2,62	2,72	2,7%	6,9%
92	1.4 Int.	2	87	4,60	4,67	4,78	1,5%	3,9%
95	2.4 Int.	1	96	3,97	4,05	4,17	1,9%	4,9%
97	3.4 Int.	16	5.732	2,36	2,43	2,55	3,0%	7,7%
TOTAL		129	14.700	3,04	3,11	3,22	2,3%	5,9%

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, Real Decreto 1634/2006 y propuesta de Real Decreto

Asimismo, se modifican los coeficientes de interrumpibilidad por periodo horario a aplicar a partir del 1 de noviembre para el cálculo del descuento de interrumpibilidad en la tarifa horaria de potencia, regulados en el punto 4.4 del título II del anexo I de la Orden de 12 de enero de 1995. En concreto, para aquellos consumidores que oferten en el periodo de punta móvil (Periodo 1) una potencia igual o superior a 60 MW se establece un coeficiente de interrumpibilidad igual para todos los periodos de 0,74, esto es, un 7,5% inferior al vigente. Para el resto de consumidores acogidos a THP el coeficiente de interrumpibilidad a aplicar por periodo se ve reducido entre un 7,5% para el periodo de punta móvil (periodo 1) y un 5,7% para el periodo de valle (periodo 6) (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Coeficientes de interrumpibilidad aplicables a los clientes acogidos a THP

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 7
Orden 12 de enero de 1995 (A)							
(Pci - Pmax) ≤ 60 MW	0,80	0,70	0,65	0,50	0,50	0,50	0,35
(Pci - Pmax) > 60 MW	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Propuesta RD (B)							
(Pci - Pmax) ≤ 60 MW	0,74	0,65	0,61	0,47	0,47	0,47	0,33
(Pci - Pmax) > 60 MW	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
% variación (B) sobre (A)							
(Pci - Pmax) ≤ 60 MW	-7,5%	-7,1%	-6,2%	-6,0%	-6,0%	-6,0%	-5,7%
(Pci - Pmax) > 60 MW	-7,5%	-7,5%	-7,5%	-7,5%	-7,5%	-7,5%	-7,5%

Fuente: Orden de 12 de enero de 1995 y propuesta de Real Decreto

En el Cuadro 9 se recoge el efecto sobre los ingresos del sistema de la modificación del coeficiente c_i a partir del 1 de noviembre de 2007 para los clientes acogidos a la THP.

Es importante señalar que, por una parte, en el periodo comprendido entre 1 de julio y 30 de octubre de 2007 el descuento por interrumpibilidad de estos clientes aumentará en términos anuales un 1,9%, como consecuencia del incremento del término de potencia establecido en la propuesta de Real Decreto y, por otra parte, el descuento por interrumpibilidad se reducirá en términos anuales un 5,3%, como consecuencia de la modificación de los coeficientes de interrumpibilidad por periodo. El efecto conjunto de ambas medidas supone, en términos anuales, un aumento de los ingresos del sistema de 372 Miles de euros y un incremento de la facturación media de los clientes acogidos a THP del 1,4% respecto a la facturación media de estos clientes a los precios del Real Decreto 1634/2006.

Cuadro 9. Efecto sobre los ingresos del sistema de la modificación del coeficiente Ci a partir del 1 de noviembre de 2007 para los clientes acogidos a la THP

Efecto sobre los ingresos del sistema de la modificación del coeficiente Ci a partir del 1 de noviembre de 2007 para los clientes acogidos a la THP						TASA DE VARIACION		Efecto sobre los ingresos del sistema	
Medida	Nº de clientes	Ingresos (M€)	Ingresos (M€)	Ingresos (M€)	Ingresos (M€)	Tasa de Variación (%)	Tasa de Variación (%)	Efecto (M€)	Efecto (M€)
1	32	1.331	24.369	24.832	23.180	1,9%	-4,9%	24.325	- 44
2	30	1.751	32.890	33.515	31.217	1,9%	-5,1%	32.820	- 71
3	13	1.515	20.133	20.516	19.078	1,9%	-5,2%	20.085	- 48
4	10	3.405	68.001	69.293	64.164	1,9%	-5,6%	67.792	- 209
TOTAL	85	8.002	145.393	148.156	137.639	1,9%	-4,9%	145.022	- 372

Fuentes: Orden de 12 de enero de 1995, Real Decreto 1634/2006 y propuesta de Real Decreto

4.1.4 Adaptación de la tarifa 2.0 con discriminación nocturna

La disposición transitoria primera establece la supresión de la tarifa 2.0 con discriminación horaria nocturna (2.0 N) a partir del 1 de julio de 2008. Los consumidores deberán comunicar a la empresa distribuidora la nueva tarifa a la que deseen acogerse con anterioridad al 1 de julio de 2008. En caso de que el cliente no solicite una tarifa, la compañía distribuidora aplicará automáticamente la tarifa 2.0.X o 3.0.1 con la discriminación horaria que corresponda, si la potencia es inferior a 15 kW, y la tarifa 3.0.2 con discriminación horaria tipo 1, si la potencia contratada es superior a 15 kW.

Esta Comisión señaló en su Informe 39/2006 que el efecto de facturar a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 N a la tarifa correspondiente de la nueva estructura con discriminación en dos periodos (DHA) suponía un incremento adicional del 1% respecto al incremento medio considerado para esta tarifa en la propuesta de Real Decreto y en consecuencia proponía la adaptación automática de la tarifa 2.0.N a la nueva estructura de tarifas.

Para analizar el efecto de facturar a los consumidores acogidos a la tarifa 2.0 N a las tarifas 2.0.X o 3.0.X con DHA a los precios de la propuesta de Real Decreto de julio 2007 se ha seguido el mismo procedimiento que el empleado en diciembre de 2006,

En resumen, esta Comisión solicitó durante el segundo semestre de 2006 información a las empresas sobre variables de facturación desagregada por cliente para todos los clientes conectados a redes de baja tensión (NT<1 kV) relativa a 2005. A partir de dicha información se distribuyó al colectivo de clientes acogidos a la tarifa 2.0 N entre las tarifas 2.0.X o 3.0.1 en función de su potencia contratada. Finalmente, se factura a estos clientes por un lado, a los precios de la tarifa 2.0 N de la propuesta de Real Decreto de julio 2007 y por otro lado, a los precios de la tarifa 2.0.X o 3.0.1 con DHA establecidos en la propuesta de Real Decreto de julio de 2007.

El siguiente cuadro muestra el efecto de facturar al colectivo acogido a la tarifa 2.0 N a los precios de la tarifa transitoria 2.0 N de la propuesta de Real Decreto de julio 2007 y a los precios de su respectiva tarifa 2.0.X o 3.0.1 con DHR de la propuesta de Real Decreto de julio 2007.

Cuadro 10. Facturación del colectivo acogido a la tarifa 2.0N en 2005 a los precios de la tarifa 2.0N de la propuesta de Real Decreto de julio 2007 y a los precios de las tarifas 2.0X o 3.0.1 con discriminación horaria en dos periodos (DHA) de la propuesta de Real Decreto de julio 2007

Categoría	Potencia contratada (kW)	CONSUMO		POTENCIA FACTURADA		N. ADMINISTRADOS		PRECIO MEDIO (€/kWh)		
		Consumo (MWh)	%	Potencia (kW)	%	N. Clientes	%	2.0N	2.0X o 3.0.1 con DHA	VARIACION
2.0.1	1 < P ≤ 2,5	117.238.777	1,6%	38.178	0,9%	19.891	2,5%	7,544	7,309	-3,1%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	2.875.574.181	38,7%	1.726.312	38,6%	423.332	54,0%	8,103	7,924	-2,2%
2.0.3	5 < P ≤ 10	3.023.442.142	40,7%	1.972.968	44,2%	285.254	36,4%	8,210	8,314	1,3%
3.0.1	10 < P ≤ 15	1.409.608.696	19,0%	729.701	16,3%	55.503	7,1%	7,935	8,175	3,0%
TOTAL		7.425.868.796	100,0%	4.467.159	100,0%	789.980	100,0%	8,108	8,121	0,2%

Fuentes: información empresas distribuidoras y CNE

Se observa por un lado, que los clientes acogidos a la tarifa 2.0N con potencia contratada inferior a 5 kW saldrían beneficiados en caso de acogerse a la nueva estructura tarifaria, esto es, tendrían unos descuentos superiores al 2% si se acogieran a las tarifas 2.0.1 y 2.0.2 con DHA. En concreto, este colectivo representa el 40,3% del consumo y el 56,3% de los clientes acogidos a la tarifa 2.0N en 2005.

Por otro lado, para aquellos clientes acogidos a la tarifa 2.0N con potencia contratada superior a 5 KW, el efecto de aplicarles la tarifa 2.0.3 o 3.0.1 con DHA les supone un recargo inferior o igual al 3%.



En consecuencia, el efecto de dejar de aplicar la tarifa 2.0 N a los consumidores que están acogidos a la misma y aplicarles su respectiva tarifa 2.0.X o 3.0.X según su potencia contratada no es significativa (un incremento adicional de un 0,2% respecto al incremento medio de la tarifa 2.0 N).

4.1.5 Aplicación de tarifas con destino a riegos agrícolas

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

La propuesta de Real Decreto de la que se emite el presente informe establece en la disposición transitoria segunda la posibilidad de aplicar las tarifas de riegos hasta el 1 de julio de 2008 y establece un incremento de un 5% en los términos de potencia y energía respecto a los precios del Real Decreto 1634/2006. El impacto sobre los ingresos del sistema de las modificaciones establecidas en la propuesta de Real Decreto, considerando el escenario de previsión de la CNE, supone un aumento de los ingresos de 6,5 Millones de €, respecto de las tarifas de Riegos consideradas en el Real Decreto 1634/2006.

No obstante, es importante señalar que en el escenario de previsión de la CNE sobre consumos e ingresos se contemplaba la desaparición de las tarifas de Riegos, lo que implica que el efecto sobre los ingresos está infravalorado en la medida en que únicamente se consideró consumo en el primer semestre de 2007. En consecuencia, para analizar con mayor profundidad el efecto sobre los ingresos, se ha tomado la información sobre número de clientes, consumo y potencia disponible en la base de datos de Liquidaciones relativa a 2006.



En el Cuadro 11 se muestran las variaciones en la facturación total para las tarifas específicas de Riego, desagregadas por tipos de discriminación horaria, respecto a la facturación obtenida a los precios establecidos en el Real Decreto 1634/2006.

Cuadro 11. Efecto de la propuesta de Real Decreto sobre los clientes acogidos a tarifas de Riegos. Año 2006

			Número de clientes 2006	Facturación RD 1634/2006 (€)	Facturación propuesta RD 1634/2006 (€)	Discriminación horaria RD 1634/2006 (€)	Discriminación horaria propuesta RD 1634/2006 (€)	Variación de Facturación propuesta RD 1634/2006	
BAJA TENSIÓN	R.0 De riegos agrícolas	1	33.608	145.385.401	17.983.920	18.713.537	729.617	4,06%	
		2	2.493	49.117.789	5.296.630	5.537.871	241.240	4,55%	
		3	4.409	144.817.106	13.094.993	13.825.419	730.426	5,58%	
		4	6.095	211.000.591	16.566.171	17.644.350	1.078.179	6,51%	
	TOTAL R.0			46.604	550.320.887	52.941.714	55.721.177	2.779.463	5,25%
ALTA TENSIÓN	R.1 Potencia ≥ 36 kV	1	1.340	23.833.271	2.656.125	2.771.840	115.715	4,36%	
		2	3.012	185.622.647	18.481.864	19.349.457	867.593	4,69%	
		3	3.683	449.523.398	38.474.385	40.510.661	2.036.275	5,29%	
		4	7.502	1.525.355.441	109.723.119	116.392.545	6.669.426	6,08%	
	TOTAL R.1			15.537	2.184.334.757	169.335.494	179.024.503	9.689.009	5,72%
	R.2 36 kV< Potencia ≤ 72,5 kV	1	1	3.266	323	337	14	4,32%	
		2	4	463.119	48.314	50.594	2.280	4,72%	
		3	10	17.247.054	1.346.487	1.415.804	69.317	5,15%	
		4	29	32.600.227	2.043.143	2.175.874	132.730	6,50%	
	TOTAL R.2			43	50.313.666	3.438.267	3.642.608	204.341	5,94%
R.3 Potencia >72,5 kV	3	2	32.898.271	2.596.307	2.725.077	128.771	4,96%		
	4	4	61.765.060	3.754.202	3.984.550	230.348	6,14%		
	TOTAL R.3			6	94.663.331	6.350.508	6.709.627	359.119	5,65%
TOTAL GENERAL			62.190	2.879.832.841	232.065.984	245.097.818	13.031.932	5,62%	

Fuentes: propuesta de Real Decreto y CNE

Se observa que la facturación media aumenta un 5,6%, lo que supone un incremento en los ingresos anuales de 13 millones de euros.

Adicionalmente, considerando la próxima desaparición de las tarifas de riegos agrícolas en 2008, se ha procedido a determinar cuáles serían las tarifas generales a las que podrían acogerse los clientes de las tarifas de riegos. Esto permite analizar cuál sería el incremento en el precio medio de la energía consumida si estos clientes pasan a ser facturados a las tarifas generales de alta tensión sin complemento por interrumpibilidad.

En el caso de los clientes acogidos a la tarifa de riegos de baja tensión con complemento de discriminación horaria de tipo 1, la potencia media contratada es de 8,9 kW, por lo que se ha aplicado la tarifa 2.0.3 sin discriminación horaria. El resto de clientes de tarifas de riegos de baja tensión con complementos de discriminación horaria de tipo 2, 3 y 4 tienen,



en promedio, potencias contratadas superiores a 15 kW, por lo que pasarían a acogerse a la tarifa 3.0.2.

En el caso de los clientes de tarifas de riegos de alta tensión, se ha procedido a facturarlos a las tarifas de corta, media y larga utilización correspondientes a su nivel de tensión. Se observa que, para este tipo de consumos, la tarifa más adecuada en términos de facturación media es la de corta utilización. En consecuencia, los clientes acogidos a las tarifas de riegos R.1, R.2 y R.3 pasarían a las tarifas generales de alta tensión 1.1, 1.2 y 1.3, respectivamente.

En el Cuadro 12 se muestra cuál sería el efecto sobre el precio medio pagado por los consumidores de las tarifas de riegos agrícolas, si éstos pasaran a ser facturados a las tarifas generales correspondientes.

Cuadro 12. Efecto de facturar a los clientes acogidos a las tarifas de Riegos a la tarifa general más adecuada (en términos de facturación media) correspondiente a su nivel de tensión. Año 2006

FACTURACIÓN A TARIFA DE RIEGO						FACTURACIÓN A TARIFA GENERAL				
Tarifa	Utilización	Facturación (A)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Precio medio (Bs/kWh)	Tarifa General	DH	Facturación (B)	Precio medio (Bs/kWh)	Tasa de variación (B) sobre (A)
R.0	1	33.608	145.385.401	18.713.537	12,87	2.0.3	(1)	19.804.011	13,62	5,83%
	2	2.493	49.117.789	5.537.871	11,27	3.0.2	2	6.618.068	13,47	19,51%
	3	4.409	144.817.106	13.825.419	9,55	3.0.2	3	16.169.069	11,17	16,95%
	4	6.095	211.000.591	17.644.350	8,36	3.0.2	4	20.462.366	9,70	15,97%
R.1	1	1.340	23.833.271	2.771.840	11,83	1.1	1	3.277.260	13,75	18,23%
	2	3.012	185.622.647	19.349.457	10,42	1.1	2	21.992.075	11,85	13,66%
	3	3.683	449.523.398	40.510.661	9,01	1.1	3	44.572.198	9,92	10,03%
	4	7.502	1.525.355.441	116.392.545	7,63	1.1	4	124.386.051	8,15	6,87%
R.2	1	1	3.266	337	10,32	1.2	1	387	11,85	14,82%
	2	4	463.119	50.594	10,92	1.2	2	60.965	13,16	20,50%
	3	10	17.247.054	1.415.804	8,21	1.2	3	1.477.036	8,56	4,32%
	4	29	32.600.227	2.175.874	6,67	1.2	4	2.309.423	7,08	6,14%
R.3	3	2	32.898.271	2.725.077	8,28	1.3	3	2.791.124	8,48	2,42%
	4	4	61.765.060	3.984.550	6,45	1.3	4	4.030.555	6,53	1,15%
TOTAL GENERAL		62.190	2.879.632.641	245.097.916	8,51	TOTAL GENERAL		267.950.588	9,31	9,32%

Fuentes: propuesta de Real Decreto y CNE

(1) No se considera complemento de discriminación horaria ni complemento de energía reactiva.

Se observa que el precio medio aumentaría en torno al 9,3%, pero esta variación no se traslada de forma uniforme a los distintos grupos tarifarios, oscilando entre un aumento del 20,5% en el caso de la tarifa R.2 con complemento de discriminación horaria de tipo 2

y un incremento del 1,15% en el caso de la tarifa R.3 con complemento de discriminación horaria de tipo 4.

Esta Comisión valoró de forma positiva la supresión de las tarifas específicas de Riegos como se indicó en el "Informe 21/2006 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se revisa la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2006". En consecuencia, esta Comisión no encuentra justificada la nueva ampliación del plazo de eliminación de las tarifas de específicas de riegos hasta 1 de julio de 2008 establecida en la propuesta de Real Decreto.

4.1.6 Precio de alquiler de los equipos de medida

La Disposición adicional octava de la propuesta de Real Decreto modifica el precio medio de alquiler de los equipos de medida de los consumidores acogidos a las tarifas 1.0, 2.0.X y 3.0.1 con discriminación horaria en dos periodos. En concreto, fija el alquiler de estos equipos en 0,78 €/mes, lo que supone una reducción de un 30% respecto al precio establecido en el Real Decreto 1634/2006 para los equipos monofásicos de doble tarifa.

De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Real Decreto, el precio ~~se ha fijado teniendo en cuenta un coste del equipo en el mercado (80 €), el coste asociado a la instalación y verificación del equipo, los costes de operación y mantenimiento, una vida útil de 15 años y una TIR del 8%.~~

Esta Comisión entiende necesario que en el texto de esta Disposición adicional octava se aclare que el precio de alquiler propuesto de 0,78 €/mes se refiere, únicamente, a los equipos de medida estáticos (electrónicos), dado que el correspondiente a los equipos de medida electromecánicos (Ferraris) ya queda establecido en el ANEXO II del vigente Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre. Si, por el contrario, se pretende establecer dicho precio de alquiler de 0,78 €/mes tanto a unos como a otros, estáticos y electromecánicos, se debería hacer mención expresa a la modificación del precio de alquiler establecido en el citado ANEXO II del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Adicionalmente, entiende esta Comisión que el precio recogido en esta Disposición adicional octava se refiere únicamente a los contadores estáticos doble tarifa monofásicos, toda vez que el coste de los equipos trifásicos es sensiblemente mayor. A este respecto, el precio de alquiler establecido en el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, para los contadores electromecánicos doble tarifa trifásicos (2,22 €/mes) es justamente el doble que el establecido para los monofásicos (1,11 €/mes).

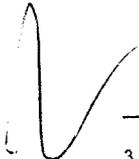
Teniendo en cuenta las anteriores consideraciones se propone establecer en 0,78 €/mes el precio correspondiente al alquiler contador de doble tarifa monofásico fijado en el ANEXO II del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

4.2 Impacto en los ingresos de aplicar las nuevas tarifas integrales

En primer lugar, cabe señalar que en la propuesta de Real Decreto se incluyen aumentos en los términos de facturación (por potencia y energía) de las tarifas integrales respecto a los valores publicados en el Real Decreto 1634/2006, manteniéndose los términos de facturación de las tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006.

El resultado de aplicar los nuevos valores de las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto ~~por la que se ajusta la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2007, teniendo en~~ cuenta el escenario de previsión de la CNE³, arroja un aumento del ingreso medio por la facturación de los clientes en el mercado regulado de un 2,4% respecto al establecido en el Real Decreto 1634/2006. En términos de ingresos anuales, supone 370 Millones de euros más que lo que se obtendría de mantener los valores de las tarifas del el Real Decreto 1634/2006 (véase Cuadro 13).

Teniendo en cuenta que la propuesta de Real Decreto se aplicará desde el 1 de julio de 2007, el efecto sobre los ingresos del mercado regulado en el segundo semestre, suponiendo una distribución lineal de los mismos, asciende a 185 Millones de €.


_____ ³ Obtenido a partir de información proporcionada por las empresas distribuidoras, a finales de 2006.



Cuadro 13. Escenario de demanda e ingresos según el Real Decreto 1634/2006 y la propuesta de Real Decreto por el que se ajusta la tarifa eléctrica a partir del 1 de julio de 2007

	RD 1634/2006		Propuesta de RD		RD 1634/2006		Propuesta de RD	
	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
Tarifas doméstico	61.934	7.135.652	11.521	7.339.535	11.851	203.883	2,9%	
1.0	161	10.792	6.706	10.954	6.807	162	1,5%	
2.0.1	6.357	705.430	11.097	716.014	11.264	10.585	1,5%	
2.0.2 (2)	35.079	4.071.608	11.607	4.147.356	11.823	75.748	1,9%	
2.0.3	20.338	2.347.823	11.544	2.465.212	12.121	117.389	5,0%	
Tarifas PYMES	22.174	2.602.430	11.737	2.669.208	12.038	66.779	2,6%	
3.0.1	5.524	619.303	11.212	650.271	11.772	30.968	5,0%	
3.0.2	16.650	1.983.126	11.911	2.018.938	12.126	35.811	1,8%	
Tarifas transitorias	20.140	1.689.962	8.391	1.757.059	8.724	67.097	4,0%	
2.0 N	12.688	964.414	7.601	1.012.635	7.981	48.221	5,0%	
4.0	7.121	694.953	9.759	712.214	10.002	17.260	2,5%	
R.0	331	30.595	9.249	32.210	9.737	1.616	5,3%	
Total Baja Tensión	104.248	11.428.043	10.962	11.765.803	11,286	337.759	3,0%	
Tarifas generales	32.362	2.829.716	8.744	2.829.716	8.744	0	0,0%	
Corta utilización	16.259	1.530.159	9.411	1.530.159	9.411	0	0,0%	
Media utilización	12.659	1.026.735	8.111	1.026.735	8.111	0	0,0%	
Larga utilización	3.444	272.822	7.922	272.822	7.922	0	0,0%	
Tarifas específicas	38.104	1.431.404	3.757	1.463.774	3.842	32.370	2,3%	
Interrumpibles	14.700	447.309	3.043	457.688	3.114	10.380	2,3%	
THP	8.002	364.758	4.558	371.687	4.645	6.929	1,9%	
Tarifa G.4	9.611	270.072	2.810	275.204	2.863	5.133	1,9%	
Tarifa R	1.122	86.670	7.727	91.533	8.161	4.863	5,6%	
Tarifa D	4.669	262.596	5.624	267.661	5.732	5.065	1,9%	
Total Alta Tensión	70.466	4.261.120	6,047	4.293.490	6,093	32.370	4,6%	
Total Mercado Regulado	174.714	15.689.164	8,980	16.059.293	9,192	370.129	2,4%	

Fuentes: MITYC - información que acompaña a la Propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007, propuesta de Real Decreto por el que se ajusta la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2007 y CNE

4.3 Suficiencia de ingresos

La aplicación de las tarifas integrales y de las tarifas de acceso a los consumidores en el mercado regulado y en el mercado liberalizado, respectivamente, debe permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidaciones, de acuerdo con el escenario de previsión de las variables de facturación del Ministerio, cumpliendo con ello el principio de suficiencia de ingresos y costes.

Los costes de actividades a recuperar por el mecanismo de liquidaciones son el coste de generación de clientes a tarifa integral, los costes de transporte, distribución, gestión comercial de distribuidores, permanentes, de diversificación y seguridad de abastecimiento, las anualidades para 2007 que resulten para recuperar el valor actual del déficit de ingresos en la liquidación de las actividades reguladas y revisiones de los costes de generación extrapeninsular generado entre el 1 de enero de 2000 y el 31 de diciembre

de 2002, el déficit de actividades reguladas generadas entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2005, el déficit generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre 2006, el déficit de revisiones de los costes de generación de insular y extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005 y el Plan de viabilidad para Elcogás, S.A.

Cabe señalar que la Memoria que acompaña a la propuesta de Real Decreto no aporta información suficiente, y, por tanto, se desconoce tanto la revisión de los costes que hayan podido considerarse en la propuesta de Real Decreto, como la asignación del incremento de los ingresos regulados derivados de la aplicación de los nuevos valores de las tarifas integrales desde el 1 de julio de 2007.

En consecuencia, para valorar la suficiencia de ingresos del sistema se ha procedido a comparar los ingresos que se obtienen de aplicar los precios establecidos en la propuesta de Real Decreto con tres escenarios de costes: el establecido en el Real Decreto 1634/2006 y los resultantes de revisar el coste de generación considerando dos escenarios de precios del mercado diario (véase epígrafe 2.4.1)

Como primera conclusión, cabe señalar que, según el escenario de previsión de la CNE, la aplicación de las tarifas integrales y de acceso de la propuesta de Real Decreto no cubriría los costes del sistema previstos para 2007, descontados los correspondientes a los distribuidores acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, en ninguno de los tres escenarios considerados (véase Cuadro 14).



Cuadro 14. Previsiones de ingresos y costes según el escenario de costes implícito en el Real Decreto 1634/2006 (57,73 €/MWh) y con un precio en el mercado de 48 €/MWh y de 52 €/MWh

Escenario CNE RD 1634/2006					Escenario 2 (48 €/MWh)						Escenario 3 (52 €/MWh)					
					Ingresos		Costes		Ingresos		Costes		Ingresos		Costes	
					Clientes	Facturación	Clientes	Facturación	Clientes	Facturación	Clientes	Facturación	Clientes	Facturación	Clientes	Facturación
Ciudadanos en mercado	80.782	31,6%	6.711	8.308	6.711	8.308	5.782	7.157	6.136	7.596	6.136	7.596	6.136	7.596	6.136	7.596
Facturación Energía			5.078	6.286	5.078	6.286	4.148	5.135	4.503	5.574	4.503	5.574	4.503	5.574	4.503	5.574
Facturación Acceso			1.634	2.022	1.634	2.022	1.634	2.022	1.633	2.022	1.633	2.022	1.633	2.022	1.633	2.022
Ciudadanos en tarifa integral	174.714	68,4%	15.689	8.980	15.689	8.980	15.689	8.980	15.689	8.980	15.689	8.980	15.689	8.980	15.689	8.980
Tarifas de Baja Tensión	104.248	40,8%	11.428	10.962	11.428	10.962	11.428	10.962	11.428	10.962	11.428	10.962	11.428	10.962	11.428	10.962
Tarifas de Alta Tensión	70.466	27,6%	4.261	6.047	4.261	6.047	4.261	6.047	4.261	6.047	4.261	6.047	4.261	6.047	4.261	6.047
Total ingresos	255.497	100,0%	22.401	8.767	22.586	8.840	21.656	8.476	22.011	8.615	22.011	8.615	22.011	8.615	22.011	8.615
Total Costes del sistema (sin DT11^a)			25.689	10.055	25.689	10.055	22.915	8.969	24.078	9.424	24.078	9.424	24.078	9.424	24.078	9.424
Diferencia			2.712	1.287	-3.103	-1.215	-1.259	-1.489	-2.067	-1.809	-2.067	-1.809	-2.067	-1.809	-2.067	-1.809

Fuentes: MITYC- Información que acompañó a la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007, propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE.

En concreto, en caso de mantener el escandallo de costes implícito en el Real Decreto 1634/2006 (Escenario 1), el déficit de ingresos en la liquidación de actividades reguladas teniendo en cuenta los precios de la propuesta de Real Decreto ascendería a 3.103 Millones de euros. En caso de revisar el escandallo de costes incorporando los precios que se vienen observando en el mercado (Escenario 2), los costes superarían a los ingresos en 1.259 Millones de euros. Por último, considerando un escenario de precios del mercado más conservador que el correspondiente al Escenario 2 (Escenario 3), los costes superarían a los ingresos en 2.067 Millones de euros (véase Cuadro 14).

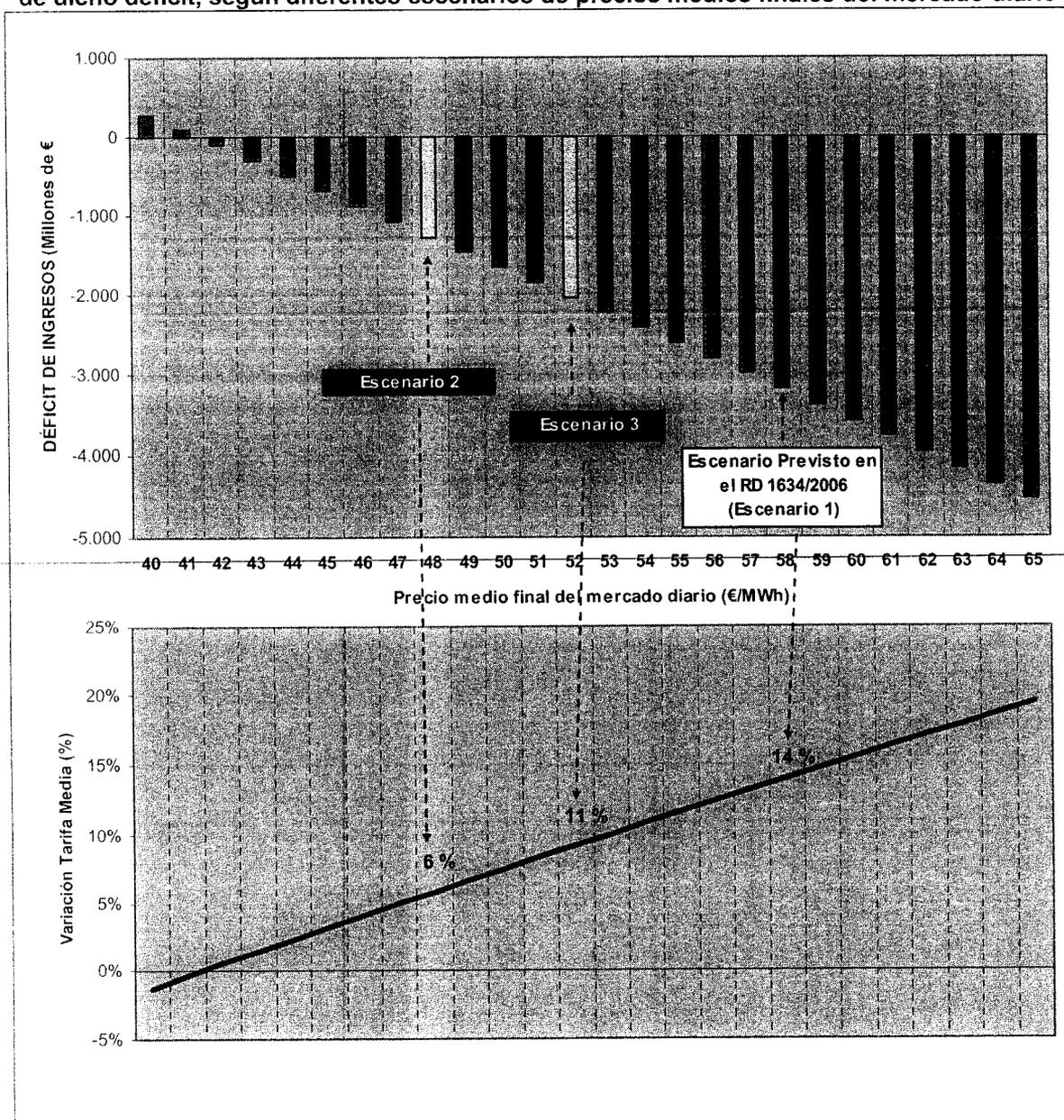
Cabe señalar que, en estas previsiones no se ha tenido en cuenta la internalización de los derechos de emisión de CO₂ en el coste de generación de 2007, si bien su impacto sobre el mismo se considera mínimo teniendo en cuenta la cotización observada durante este año.

En consecuencia, las variaciones en las tarifas integrales consideradas en la propuesta de Real Decreto, así como el mantenimiento de la tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006, se consideran insuficientes y se propone que las mismas aumenten de forma que cubran los costes del sistema. En concreto, los ingresos totales del sistema deberían aumentar entre un 6% y un 14% para que se igualaran a los costes totales del sistema sin considerar la Disposición Transitoria 11^a de la Ley 54/1997 ni los ingresos procedentes de

la subasta del déficit reconocido *ex ante*. Esta Comisión consideraría más adecuado un incremento de ingresos superior al 6% por criterio de prudencia tarifaria.

En el Gráfico 9 se representa la variación del déficit de ingresos y la subida necesaria de los ingresos medios del sistema para la eliminación de dicho déficit, teniendo en cuenta diferentes escenarios de precios medios finales del mercado diario.

Gráfico 9. Déficit de ingresos y variaciones de los ingresos medios del sistema para la eliminación de dicho déficit, según diferentes escenarios de precios medios finales del mercado diario



Fuentes: CNE

En relación con la suficiencia de las tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso, dado que no se ha producido la revisión de las mismas, se reitera lo señalado en el informe 39/2006 de esta Comisión.

En el Cuadro 15 se muestra la actualización de los contenidos del Real Decreto 1634/2006 en el escandallo⁴ de costes de acceso para valorar la suficiencia de ingresos de la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007.

Cuadro 15. Costes de acceso del Real Decreto 1634/2006

	2006	2007	2007
Transporte (1)	1.072.473	11,68%	4,67%
Distribución (2)	4.121.235	44,90%	17,96%
Gestión Comercial (3)	61.204	0,67%	0,27%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento:	68.272	0,74%	0,30%
Moratoria Nuclear (4)	1.836	0,02%	0,01%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	51.636	0,56%	0,23%
Interrumpibilidad y Régimen especial	14.800	0,16%	0,06%
Prima del Régimen Especial (5)	1.664.412	18,13%	7,25%
Costes permanentes	2.112.184	23,01%	9,20%
Compensación extrapeninsulares (6)	1.197.513	13,05%	5,22%
Operador del Sistema	34.793	0,38%	0,15%
Operador del Mercado	10.242	0,11%	0,04%
CNE	14.236	0,16%	0,06%
ELCOGÁS (7)	25.000	0,27%	0,11%
Déficit hasta 31/12/2002 (incluye sobrecoste generación)	231.456	2,52%	1,01%
Déficit extrapeninsular hasta 2005	345.169	3,76%	1,50%
Déficit 2005	173.122	1,89%	0,75%
Déficit 2006	80.653	0,88%	0,35%
Incentivo al consumo de carbón autóctono	79.800	0,87%	0,35%
Total Acceso	9.179.580	100,00%	40,00%

Fuentes: MITYC, empresas distribuidoras y CNE

Notas:

- (1) Se resta del coste de transporte los ingresos previstos por exportaciones (17.300 Miles €). En 2007 se supone los mismos ingresos por exportaciones que en 2006.
- (2) Se excluye el Margen de los distribuidores acogidos a la DT11ª de la Ley. Se incluyen 176.760 Miles de € del Plan de Eficiencia Energética (E4)
- (3) Se imputa únicamente el 20% del Coste de Gestión Comercial en 2007.
- (4) Se incluye la moratoria nuclear sobre el coste de acceso.
- (5) La Prima R.E. se calcula como la diferencia entre el coste del RE y el precio final del mercado.
- (6) Incluye la revisión de los coste de generación extrapeninsular
- (7) Estimación del coste del Plan de viabilidad de ELCOGÁS

⁴ El escandallo de costes correspondiente a 2007 se ha elaborado a partir de la información contenida en la Memoria que acompañó a la propuesta de Real Decreto de tarifa 2007, incorporando las modificaciones establecidas en el Real Decreto 1634/2006.

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

**Cuadro 16. Facturación por tarifa de acceso de todo el sistema vs coste de acceso.
Escenario de previsión CNE del Real Decreto 1634/2006**

		RD 1634/2006
		Millones de €
2.0 A	73.360	3.933.866
2.0 DHA	12.698	444.815
3.0 A	37.612	1.469.358
3.1 A	20.583	507.588
6.1	59.180	874.249
6.2	21.463	168.251
6.3	10.633	64.683
6.4	19.773	100.007
TTS	196	870
Ingresos tarifas acceso	255.497	7.563.687
Costes de acceso		9.179.580
Ingresos - Costes		-1.616.092
Ingresos - Costes + Déficit ex ante		-115.892

Fuentes: Real Decreto 1634/2006, empresas distribidoras y CNE
Notas: Se excluyen consumos propios y concesiones administrativas

En consecuencia, de acuerdo con el escenario de previsión de ingresos de la CNE, si todos los consumidores fueran al mercado liberalizado los costes de acceso excederían en 1.616 Millones de € a los ingresos por tarifas de acceso.

En relación con lo anterior cabe señalar que el déficit ex ante reconocido asciende a 1.500 Millones de €, cifra inferior en 116 Millones de euros al déficit que se registra en la facturación de tarifas de acceso, si bien se considera necesario indicar que esta cifra variará dependiendo del error cometido en la previsión sobre los consumos.

4.4 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 discriminatoria⁵.

Al respecto, cabe señalar que en el punto 1 de la Disposición adicional séptima de la propuesta de Real Decreto, se establecen como principios generales para la fijación de precios la aditividad, la eficiencia y la suficiencia.

Al comparar las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto y las tarifas de acceso establecidas en el Real Decreto 1634/2006 se muestran las diferencias entre los pagos de acceso implícitos en las primeras *versus* las segundas.

En el Cuadro 17 se comparan los pagos de acceso imputados a los clientes a tarifa integral, según el escenario de elegibilidad de la CNE para el 2007, con los pagos resultantes de facturar a estos clientes a las tarifas de acceso vigentes. Para estimar los pagos de acceso implícitos en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto, se descuentan en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto, el coste de ~~generación y la moratoria nuclear correspondiente.~~

En este análisis, para calcular el coste de generación implícito en cada grupo tarifario, se ha tomado como referencia el coste medio de generación del escandallo de costes de la información que acompañó a la propuesta de Real Decreto, teniendo en cuenta la estructura de consumos por tarifa y periodos horarios (denominado Escenario 1 en el presente informe).

⁵ 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.

Cuadro 17. Pagos implícitos acceso y tarifas de acceso de clientes a tarifa integral. Año 2007

		Real Decreto 1634/2006		Propuesta de Real Decreto	
Tarifas doméstico		61.934	11,851	3,992	5,408
1.0	161	6,807	- 1,052		4,872
2.0.1	6.357	11,264	3,405		5,084
2.0.2	35.079	11,823	3,964		5,489
2.0.3	20.338	12,121	4,263		5,373
Tarifas PYMES		22.174	12,038	4,710	4,474
3.0.1	5.524	11,772	3,914		4,886
3.0.2	16.650	12,126	4,974		4,338
Tarifas transitorias		20.140	8,724	2,152	3,413
2.0 N	12.688	7,981	1,717		3,505
4.0	7.121	10,002	2,903		3,181
R.0	331	9,737	2,689		4,884
Total Baja Tensión		104.248	11,286	3,789	4,824
Tarifas generales		32.362	8,744	2,821	1,955
Corta utilización	16.259	9,411	3,370		2,493
Media utilización	12.659	8,111	2,115		1,473
Larga utilización	3.444	7,922	2,820		1,186
Tarifas especiales		38.104	3,842	- 1,288	0,706
Interrumpibles	14.700	3,114	- 1,601		0,561
THP	8.002	4,645	- 0,563		0,795
Tarifa G.4	9.611	2,863	- 2,361		0,403
Tarifa R	1.122	8,161	2,350		2,820
Tarifa D	4.669	5,732	- 0,208		1,127
Total Alta Tensión		70.466	6,093	0,599	1,280
Total Mercado Regulado		174.714	9,192	2,503	3,394

Fuentes: Real Decreto 1634/2006, propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE

Si bien las variaciones introducidas en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto, 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 en el Informe 39/2006.

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.

Por tanto, por simplificación de los cálculos realizados, no se ha asignado la contraprestación por los servicios de gestión de demanda entre los componentes regulados del sistema. Este aspecto, puede afectar ligeramente los resultados pues podría llevar a tarifas de acceso medias algo más elevadas.

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 igualmente como un coste más del sistema, en el caso de que la tarifa debiera hacerse cargo de esta función social.

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, son los consumidores acogidos a estas tarifas integrales los que están contribuyendo, en mayor medida, a financiar los costes de acceso de aquellos clientes cuyos pagos por acceso implícitos son negativos, y serán los que, por tanto, tendrán 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. En los cuadros 18, 19 y 20 se recoge para cada uno de los escenarios de generación analizados en el epígrafe 2.4.1, las subidas necesarias, en términos anuales, para que las tarifas integrales fueran 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).

Cabe señalar que la columna (A) refleja el precio medio de las tarifas integrales aplicando los precios de la propuesta de Real Decreto. La columna (B) muestra el precio medio por acceso, resultante de aplicar los precios del Real Decreto 1634/2006 a los clientes a tarifa. En consecuencia, la columna (C), que es la resta entre ambas columnas, está

reflejando el precio medio implícito que la propuesta de Real Decreto está considerando por la energía en las distintas tarifas integrales.

La columna (D) refleja el precio medio 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 el precio medio por energía y comercialización, incluyendo garantía de potencia y servicios complementarios, según cada uno de los escenarios considerados en el epígrafe 2.4.1. Por tanto, la columna (F) que muestra el precio medio 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 precio medio, debería producirse en las tarifas integrales establecidas en la propuesta de Real Decreto (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 precios medios, debería producirse en las tarifas integrales establecidas en la propuesta de Real Decreto (columna (A)) para que la tarifa integral cubriera los costes de energía y comercialización (columna (E)), es decir, considerando la existencia del déficit *ex ante*.





Cuadro 18. 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). Escenario con el coste de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006

Escenario 1 - Coste de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006 (Energía + G.P. + SS.CC = 57,72 €/MWh)

	61,934	11,85	5,41	6,44	14,55	23%	3%	22,8%
Tarifas doméstico								
1.0	161	6,81	4,87	1,93	7,86	23%	306%	104,0%
2.0.1	6.357	11,26	5,08	6,18	7,86	23%	27%	25,6%
2.0.2 (2)	35.079	11,82	5,49	6,33	7,86	23%	24%	23,9%
2.0.3	20.338	12,12	5,37	6,75	7,86	23%	16%	19,7%
Tarifas PYMES								
3.0.1	22.174	12,04	4,47	7,56	7,33	20%	-3%	5,4%
3.0.2	5.524	11,77	4,89	6,89	7,86	23%	14%	18,1%
	16.650	12,13	4,34	7,79	7,15	18%	-8%	1,3%
Tarifas transitorias								
2.0 N	20.140	8,72	3,41	5,31	6,57	38%	40%	39,4%
4.0	12.688	7,98	3,51	4,48	6,26	15%	4%	7,6%
R.0	7.121	10,00	3,18	6,82	7,10	19%	45%	32,4%
	331	9,74	4,88	4,85	7,05	23%	16%	19,4%
Total Baja Tensión	104.248	11,29	4,82	6,46	7,50	23%	16%	19,4%
Tarifas generales	32.362	8,74	1,95	6,79	5,92	17%	-13%	-6,0%
Corta utilización (3)	16.259	9,41	2,49	6,92	6,04	18%	-13%	-4,6%
Media utilización	12.659	8,11	1,47	6,64	6,00	17%	-10%	-4,9%
Larga utilización	3.444	7,92	1,19	6,74	5,10	15%	-24%	-18,4%
Tarifas específicas	38.104	3,84	0,71	3,14	5,94	15%	64%	54,6%
Tarifas inerrumpibles	14.700	3,11	0,56	2,55	4,71	14%	85%	71,9%
THP	8.002	4,64	0,79	3,85	5,21	14%	35%	31,6%
Tarifa G.4	9.611	2,86	0,40	2,46	5,22	14%	112%	98,5%
Tarifa R	1.122	8,16	2,82	5,34	5,81	20%	9%	12,7%
Tarifa D	4.689	5,73	1,13	4,61	5,94	15%	29%	26,2%
Total Alta Tensión	70.466	6,09	1,28	4,81	6,99	16%	14%	14,7%
Total Mercado Regulado	174.714	9,19	3,39	5,80	10,86	22%	15%	18,1%

Fuentes: MITYC-información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 2007, propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE

Cuadro 19. 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). Escenario con precio final de mercado de 48 €/MWh

Escenario 2 Precio Final de Mercado (Energía + G.P. + SS.GC = 48 €/MWh)

	61.934	11,85	5,41	6,44	13,29	6,67	6,62	13,29	23%	3%	72,1%
Tarifas doméstico											
1.0	161	6,81	4,87	1,93	12,63	6,01	6,62	12,63	23%	242%	85,6%
2.0.1	6.357	11,26	5,08	6,18	12,89	6,62	6,62	12,89	23%	7%	14,5%
2.0.2 (2)	36.079	11,82	5,49	6,33	13,39	6,27	6,62	13,39	23%	5%	13,2%
2.0.3	20.336	12,12	5,37	6,75	13,25	6,62	6,62	13,25	23%	-2%	9,3%
Tarifas PYMES											
3.0.1	22.174	12,04	4,47	7,56	11,65	5,35	6,30	11,65	20%	-17%	-3,3%
3.0.2	18.650	11,77	4,89	6,89	12,65	6,02	6,62	12,65	23%	-4%	7,4%
		12,13	4,34	7,79	11,31	5,12	6,19	11,31	18%	-21%	-6,7%
Tarifas transitorias											
2.0.N	20.140	8,72	3,41	5,31	10,27	4,44	5,63	10,27	38%	26%	31,4%
4.0	12.688	7,98	3,51	4,46	10,49	4,84	5,65	10,49	15%	-10%	-2,1%
R.0	7.121	10,00	3,18	6,82	9,79	3,65	6,14	9,79	19%	26%	22,5%
	331	9,74	4,88	4,85	11,93	5,83	6,10	11,93			
Total Baja Tensión	104.248	11,29	4,82	6,46	12,36	5,95	6,40	12,36	23%	-1%	9,5%
Tarifas generales											
Corta utilización	32.362	8,74	1,95	6,79	7,15	2,29	4,86	7,15	17%	-28%	-16,2%
Media utilización	16.259	9,41	2,49	6,92	7,90	2,93	4,97	7,90	18%	-28%	-16,0%
Larga utilización	12.859	8,11	1,47	6,64	6,63	1,72	4,91	6,63	17%	-26%	-18,3%
	3.444	7,92	1,19	6,74	5,53	1,36	4,17	5,53	15%	-38%	-30,2%
Tarifas específicas											
Tarifas interumpibles	38.104	3,84	0,71	3,14	5,00	0,81	4,19	5,00	15%	34%	30,1%
THP	14.700	3,11	0,56	2,55	4,48	0,64	3,85	4,48	14%	51%	44,0%
Tarifa G.4	8.002	4,64	0,79	3,85	5,15	0,91	4,25	5,15	14%	10%	11,0%
Tarifa R	9.811	2,86	0,40	2,46	4,72	0,46	4,26	4,72	14%	73%	64,8%
Tarifa D	1.122	8,16	2,82	5,34	8,19	3,38	4,81	8,19	20%	-10%	0,4%
	4.669	5,73	1,13	4,61	6,14	1,29	4,85	6,14	15%	5%	7,2%
Total Alta Tensión	70.466	6,09	1,28	4,81	5,99	1,49	4,50	5,99	16%	-7%	-1,7%
Total Mercado Regulado	174.714	9,19	3,39	5,80	9,79	4,15	5,63	9,79	22%	-3%	6,5%

Fuentes: MITYC-información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 2007, propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE

Cuadro 20. 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). Escenario con precio final de mercado de 52 €/MWh

Escenario 3 - Precio Final de Mercado (Energía + G.P. + S.S.C.C. = 52 €/MWh)

	61.934	11,85	5,41	6,44	7,09	13,76	23%	3%	76,1%
Tarifas doméstico									
1.0	181	6,81	4,87	1,93	7,09	13,10	23%	267%	92,5%
2.0.1	6.357	11,26	5,08	6,18	7,09	13,36	23%	15%	18,6%
2.0.2 (2)	35.079	11,82	5,49	6,33	7,09	13,86	23%	12%	17,2%
2.0.3	20.338	12,12	5,37	6,75	7,09	13,72	23%	5%	13,2%
Tarifas PYMES									
3.0.1	22.174	12,04	4,47	7,56	6,78	12,13	20%	-10%	0,7%
3.0.2	5.524	11,77	4,89	6,89	7,09	13,12	23%	3%	11,4%
3.0.3	16.650	12,13	4,34	7,79	6,68	11,80	18%	-14%	-2,7%
Tarifas transitorias									
4.0	20.140	8,72	3,41	5,31	6,27	10,71	38%	35%	36,6%
R.0	12.688	7,98	3,51	4,48	6,06	10,90	15%	-3%	2,7%
	7.121	10,00	3,18	6,82	6,63	10,28	19%	36%	27,4%
	331	9,74	4,88	4,85	6,58	12,40	23%	6%	13,6%
Total Baja Tensión	104.248	11,29	4,82	6,46	6,87	12,82	17%	-22%	-13,4%
Tarifas generales	32.362	8,74	1,95	6,79	5,28	7,57	18%	-22%	-11,5%
Corta utilización (3)	16.259	9,41	2,49	6,92	5,40	8,33	17%	-20%	-13,0%
Media utilización	12.659	8,11	1,47	6,64	5,34	7,06	15%	-33%	-25,5%
Larga utilización	3.444	7,92	1,19	6,74	4,54	5,90	15%	45%	39,7%
Tarifas específicas	38.104	3,84	0,71	3,14	4,56	5,37	14%	64%	54,9%
THP	14.700	3,11	0,56	2,55	4,19	4,82	14%	20%	19,0%
Tarifa G.4	8.002	4,64	0,79	3,85	4,62	5,53	14%	88%	77,9%
Tarifa R	9.611	2,86	0,40	2,46	4,64	5,10	20%	-2%	5,3%
Tarifa D	1.122	8,16	2,82	5,34	5,22	8,60	15%	15%	14,7%
Tarifa D	4.669	5,73	1,13	4,61	5,28	6,57	16%	2%	4,7%
Total Alta Tensión	70.466	6,09	1,28	4,81	4,89	6,38	22%	3%	11,2%
Total Mercado Regulado	174.714	9,19	3,39	5,80	6,07	10,22			

Fuentes: MITYC-información que acompañó a la propuesta de Real Decreto 2007, propuesta de Real Decreto, empresas distribuidoras y CNE

Se observa que el incremento necesario, en términos de facturación media, para que las tarifas integrales adicionaran los costes está comprendido entre el 6%, en el escenario de menor precio (Escenario 2), y el 18%, correspondiente al escenario de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006 (Escenario 1). No obstante, en caso de que las tarifas integrales fueran aditivas sólo en energía (esto es, considerando el déficit ex ante), las variaciones necesarias, en términos de facturación media oscilarían entre una disminución cercana al 2%, en el escenario de menor precio (Escenario 2), y un aumento del 10%, correspondiente al escenario de generación implícito en el Real Decreto 1634/2006 (Escenario 1).

4.5 Valoración de los precios incluidos en la propuesta de Real Decreto

En relación con las variaciones incluidas en la propuesta de Real Decreto para las tarifas integrales, cabe reiterar lo señalado por esta Comisión en sucesivos informes sobre propuestas de Reales Decretos de tarifas.

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

En segundo lugar, se considera insuficiente el aumento de un 1,5% en las tarifas 1.0 y 2.0.1 teniendo en cuenta que éstas no adicionan costes. Al respecto es importante señalar que en caso de mantener una tarifa denominada social, el coste que estos consumidores generan que no recoja su tarifa debería asignarse de una determinada forma como un coste adicional del sistema. Esto si se considerase adecuado que sea la tarifa la que financiase esta función social.

Asimismo, por las mismas razones, se considera insuficiente el aumento de un 1,86% de la tarifa 2.0.2.

En tercer lugar, respecto al aumento de un 5% de las tarifas 2.0.3 y 3.0.1, cabe señalar que si bien es insuficiente para alcanzar la tarifa aditiva, el incremento de la propuesta hace que estas tarifas sean aditivas en energía (esto es, si se considera el déficit ex ante).



En cuarto lugar, se considera adecuado que con la subida la tarifa 3.0.2 sea prácticamente aditiva para todos los escenarios de generación analizados.

En quinto lugar, si bien el aumento se considera insuficiente, se considera adecuado que las tarifas específicas de alta tensión aumenten por encima de las tarifas generales, debido a que son las que muestran las mayores diferencias entre los pagos implícitos de acceso y sus correspondientes tarifas de acceso.

En conclusión, 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 de la propuesta de Real Decreto y las tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006 son suficientes para cubrir los costes totales del sistema, ni las tarifas de acceso son suficientes para cubrir los costes de acceso.

En consecuencia, esta Comisión considera que los precios de las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto, así como los precios de las tarifas de acceso del Real Decreto 1634/2006 debieran ser superiores.

No obstante lo anterior, es importante señalar que el desarrollo de una metodología tarifaria global necesita determinar, por una parte, los costes que han de repercutirse a los distintos suministros y, por otra, los criterios que se van a utilizar para asignar los distintos conceptos de costes. En este sentido, la tarifa aditiva tiene que basarse en la garantía de que los costes deben ser conocidos y auditados.

El disponer de una metodología retributiva adecuada para las distintas actividades reguladas de un sistema es un aspecto de importancia capital para el sector energético de un país, pues de ello depende en gran medida que las empresas dispongan de las señales adecuadas que permitan conseguir un nivel de inversión óptimo. Por ejemplo, un exceso de retribución puede dar lugar a una sobre inversión que lleve a una pérdida de eficiencia, además del perjuicio para los consumidores; por otro lado, una retribución

inferior a la necesaria puede poner en riesgo el desarrollo de infraestructuras básicas para la actividad económica de un país.

5 OTRAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO

5.1 Artículo 3. Sobre la financiación de inversiones para garantizar el suministro

El artículo 3 de la propuesta de Real Decreto establece que las cantidades recaudadas en la tarifa para los planes de mejora de calidad se podrán destinar a financiar inversiones extraordinarias encaminadas a garantizar el suministro de energía eléctrica en el ámbito territorial de cada Comunidad Autónoma en la cantidad correspondiente a las actuaciones que se realicen en dicha Comunidad Autónoma.

Se valora positivamente la posibilidad de que las inversiones de carácter extraordinario, encaminadas a garantizar el suministro de energía eléctrica, puedan ser financiadas con cargo a la cuantía destinada en la tarifa para los Planes de Mejora de la Calidad del Servicio Eléctrico. Dicha medida no supondrá, por tanto, un incremento tarifario, y permitirá acometer, con garantías de recuperación de los costes incurridos, las inversiones extraordinarias a ejecutar motivadas por demoras en la realización de las inversiones planificadas en cada zona.

No obstante, dado que la ejecución de esta partida destinada en la tarifa para los Planes de Mejora de la Calidad del Servicio se arbitra a través de Convenios de Colaboración con las distintas Comunidades y Ciudades Autónomas, se entiende necesario que, para que dichas inversiones extraordinarias sean financiadas con cargo a la misma, la Comunidad o Ciudad Autónoma implicada emita previamente un informe favorable al respecto. En ningún caso tales inversiones extraordinarias deberían ser financiadas con cargo a la reiterada partida si las mismas obedecen a una falta de previsión por parte de los agentes del Sistema.

5.2 Disposición adicional primera. Fijación del precio definitivo a que se refiere el apartado 5 del artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006, de 24 de febrero.

El Real Decreto-Ley 3/2006 establece, con carácter provisional, en 42,35 €/MWh el precio a considerar a efectos de liquidación de actividades reguladas de la Comisión Nacional de Energía para las ofertas de venta y adquisición de energía eléctrica presentadas simultáneamente por sujetos pertenecientes al mismo grupo empresarial en los mercados diario e intradiario de producción y en el mismo periodo de programación.

Asimismo, establece que el Gobierno determinará el precio definitivo al que se reconocerán dichas adquisiciones de energía realizadas por parte de las mencionadas empresas distribuidoras a lo largo del año en cuestión, teniendo en cuenta las cotizaciones de mercados de electricidad que serán objetivas y transparentes.

La Disposición adicional primera fija en 49,23 €/MWh el precio definitivo a considerar para las adquisiciones de energía realizadas por parte de las empresas distribuidoras a lo largo del año 2006 a que se refiere el apartado 5 del artículo uno del Real Decreto Ley 3/2006 de 24 de febrero.

Ni en la propuesta de Real Decreto ni en la memoria que la ha acompañado se aporta información que justifique el precio final de 49,23 €/MWh para las energías bilateralizadas, en sustitución del precio provisional de 42,35 €/MWh.

Cabe señalar que, de acuerdo con el Artículo 1 del Real Decreto Ley 3/2006, el precio definitivo a establecer por el Gobierno “*se basará en cotizaciones de mercados que serán objetivas y transparentes*”.

Ante la falta de información sobre las fuentes utilizadas para obtener el precio de 49,23 €/MWh recogido en la propuesta de norma cabe realizar las siguientes consideraciones:





En primer lugar, la utilización de un precio único para todos los distribuidores no se correspondería con una valoración a precios de mercado de las energías asimiladas a contratación bilateral, dado que los perfiles horarios de las energías asimiladas son diferentes y, con independencia de la referencia de precios de mercado que se utilice, darían lugar a precios medios anuales diferentes (cálculos realizados por esta Comisión tomando como referencia los precios del mercado organizado español apuntan a diferencias entre las distintas empresas que llegan a ser superiores a los 10 €/MWh en media anual). Por tanto, con la información disponible, en opinión de esta Comisión, la Disposición Adicional Primera podría no cumplir lo previsto en el Artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006 respecto a que el precio definitivo a establecer por el Gobierno “se basará en cotizaciones de mercados que serán objetivas y transparentes”

En segundo lugar, la Disposición adicional vigésima cuarta del Real Decreto 1634/2006, por el que se establece la tarifa eléctrica a partir de 1 de enero de 2007, establece el precio provisional a considerar para los distribuidores en 2007 por la energía adquirida a través del mecanismo de asimilación descrito, como “el precio de casación del mercado diario e intradiario de producción de energía eléctrica más el precio medio de adquisición de los distribuidores en concepto de los servicios de ajuste, de desvíos y garantía de potencia correspondiente a dicha energía para cada periodo de programación”. En opinión de esta Comisión esta fórmula de reconocimiento podría adaptarse a lo previsto en el Artículo 1 del Real Decreto-Ley 3/2006.

En consecuencia, se propone se aplique una fórmula que se base en la considerada en la Disposición adicional vigésima cuarta del Real Decreto 1634/2006 para el cálculo del precio definitivo a reconocer por estas energías durante 2006. Según cálculos llevados a cabo por esta Comisión, se estima que el efecto sobre los costes de considerar esta fórmula de cálculo supondría un aumento del déficit de 120 Millones de euros respecto al valor propuesto (49,23 €/MWh).

5.3 Disposición adicional segunda. Procedimiento a seguir por la Comisión Nacional de Energía para el reconocimiento del déficit ex

ante de ingresos en las liquidaciones de actividades reguladas para 2007

En la Disposición adicional segunda de la propuesta de Real Decreto se establece el procedimiento a seguir por la Comisión Nacional de la energía para el reconocimiento del déficit *ex ante* de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas para 2007.

En concreto, en el párrafo primero se establece que la CNE como mínimo abonará mensualmente a los titulares del derecho la doceava parte de los intereses correspondientes a la anualidad. Estos importes tendrán la consideración de costes liquidables del sistema.

En el párrafo segundo se establece que los derechos de cobro reconocidos correspondientes a la financiación del desajuste de ingresos de actividades reguladas deberán ser satisfechos en un plazo máximo de 15 años.

Por último, en el párrafo tercero se establece que en caso de que en el último año se hubiesen producido desvíos en las cuotas, éstos serán tenidos en cuenta en el cómputo de la última liquidación provisional correspondiente al año decimoquinto junto con los ~~intereses devengados.~~

Como se ha comentado anteriormente, esta Comisión emitió el pasado 15 de marzo el "Informe 8/2007 de la CNE sobre la propuesta de Orden Ministerial por la que se desarrolla el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, en lo referente a las características de los derechos de cobro correspondientes a un porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución para la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de actividades reguladas y el procedimiento para su subasta".

A la fecha de la elaboración de presente informe no se ha publicado la citada Orden Ministerial.



25 de junio 2007

Esta Comisión consideraría más adecuado que lo establecido en la Disposición adicional segunda de la propuesta de Real Decreto fuera incorporado en el la Orden Ministerial que finalmente se publique.

5.4 Disposición adicional tercera. Revisión de los periodos horarios de las tarifas

La Disposición adicional tercera establece que, antes del 1 de septiembre de 2007, Red Eléctrica de España, S.A. remitirá al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio una propuesta de modificación de los periodos horarios a aplicar en las tarifas integrales y en las tarifas de acceso, adaptadas a las curvas de demanda registradas en los últimos años.

Asimismo, establece que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, antes del 1 de octubre de 2007, y a la vista de dicha propuesta, publicará las adaptaciones necesarias de los periodos aplicables a las tarifas para que se apliquen a partir de 1 de enero de 2008.

Esta Comisión considera adecuado el mandato encargado al Operador del Sistema de elaboración de una propuesta de modificación de los periodos horarios de modo que los ~~mismos se adapten a las curvas de demanda observadas en los últimos años. Como~~ ejemplo de esta necesidad estarían los periodos horarios establecidos en el vigente Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, para las tarifas de baja tensión de hasta 15 kW de potencia contratada acogidas a discriminación horaria de dos periodos (DHA). La observación de las curvas de demanda, tanto de verano como de invierno, muestra que algunas de las horas establecidas como valle podrían catalogarse, en realidad, como horas punta.

Al respecto, cabe señalar que esta revisión va en línea con lo señalado por esta Comisión en su informe "Mandato de la CNE para realizar un estudio sobre los costes del sistema eléctrico imputables a cada tipo de tarifa y peaje" de 13 de diciembre de 2005. En dicho informe se consideraba que deberían replantearse y ser objeto de estudio, en una segunda fase del mandato, la fiabilidad de los periodos tarifarios actuales para dar señales adecuadas en las tarifas de acceso.



No obstante lo anterior, se considera adecuado que se tengan en cuenta los siguientes aspectos puestos de manifiesto por varios miembros del Consejo Consultivo:

En primer lugar, la modificación de los periodos horarios puede suponer un cambio muy importante en la estructura tarifaria actual, con los consiguientes impactos comerciales, económicos y operativos. Además, cabe señalar que para conseguir una señal de precio adecuada habría que tener en cuenta, además de la demanda agregada, las curvas de carga de las diferentes zonas de distribución. En consecuencia, se considera necesaria la participación de los agentes en el proceso de definición de los nuevos periodos horarios.

En segundo lugar, es importante señalar que el cambio de los periodos horarios puede implicar la reprogramación de un número elevado de equipos de medida, por lo que se consideraría adecuada la introducción de un periodo transitorio de adaptación de los mismos, durante el cual se establecieran los mecanismos de conversión necesarios para facturar los periodos en vigor en base a las medidas obtenidas de los equipos con la programación de periodos antigua.

Por último, se considera conveniente que en el Real Decreto se establezca que los nuevos periodos horarios serán de aplicación también a los efectos de lo dispuesto en el artículo 26.1 del Real Decreto 661/2007 que regula la discriminación horaria aplicable a la tarifa regulada del régimen especial.

5.5 Disposición adicional sexta. Información adicional a incluir en los contratos de suministro

La Disposición adicional sexta establece que a partir del 1 de julio de 2007, en los nuevos contratos de suministro o de acceso que suscriban o renueven los clientes, deberá constar la referencia catastral correspondiente al inmueble donde se ubique el suministro.

Asimismo, para los contratos existentes, establece un periodo de seis meses para que las empresas distribuidoras o comercializadoras soliciten a sus clientes la referencia catastral correspondiente al inmueble donde se ubique el suministro.

Por último, establece la obligación de que esta información figure en la factura de la electricidad.

Esta Comisión considera que la finalidad de dicha medida es la prevención del fraude fiscal, por lo que no es de su competencia pronunciarse al respecto.

5.6 Disposición adicional séptima. Reforzamiento de la independencia de la Comisión Nacional de Energía

La Disposición adicional séptima establece que esta Comisión tendrá los siguientes cometidos:

1. Será responsable de la elaboración de la propuesta de tarifas de energía eléctrica y gas natural desde el 1 de julio de 2008.
2. Será responsable de la convocatoria de subastas virtuales de energía a partir de 1 de enero de 2008.
3. Será responsable de la elaboración de la propuesta de regulación de las condiciones de conexión de las instalaciones de régimen especial a las redes de transporte y distribución
4. Participará en el grupo de trabajo que se formará con su homólogo francés, sobre el desarrollo de los intercambios transfronterizos entre España-Francia.

Esta Comisión valora positivamente todos estos mandatos, no obstante considera necesario que se tengan en cuenta los siguientes aspectos.

En primer lugar, no se considera que la asignación de nuevas tareas a esta Comisión se pueda considerar como un reforzamiento de su independencia. Es más, esta Comisión considera que su independencia está soportada por su estatuto y por el estatuto de los Consejeros. Identificar competencias con independencia constituye un error de concepto.

 En relación con el apartado 1 de esta Disposición adicional cabe señalar que la misma va en línea con lo establecido 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 y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE y en la Directiva 2003/55/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 98/30/CE.

En las consideraciones iniciales de ambas Directivas se establece que *“las autoridades reguladoras nacionales deben poder fijar o aprobar tarifas, o las metodologías de cálculos de las mismas (...). A la hora de llevar a cabo estas tareas, las autoridades reguladoras nacionales deben velar por que las tarifas de transporte y distribución no sean discriminatorias y reflejen los costes (...).”*

Asimismo, en el artículo 25 de la Directiva 2003/55/CE y en el artículo 23 de la Directiva 2003/54/CE se ofrece la posibilidad a los Estados de disponer que las autoridades reguladoras remitan las tarifas o metodología, al órgano competente para que éste adopte una decisión formal. El órgano competente tendrá autoridad para aprobar o rechazar el borrador remitido por la autoridad reguladora, en caso de rechazarse la propuesta, ésta debe ser publicada, incluyendo su justificación.

En este sentido, se valora de forma positiva el traspaso a la CNE de la función relacionada con la elaboración de la propuesta de precios regulados tanto de energía eléctrica como de gas, a partir de 1 de julio de 2008 y con carácter trimestral, para su envío a la Secretaría General de Energía.

No obstante, cabe señalar que esta Comisión considera adecuado que se concrete específicamente que dicha función incluye el diseño de las tarifas de acceso de gas y electricidad.

Asimismo, es importante señalar que la propuesta de Real Decreto no hace mención al procedimiento que habrá de seguir la Secretaría General de Energía una vez recibida la propuesta de revisión de tarifas de la CNE, en el supuesto de rechazo de la misma, puesto que las Directivas obligan al órgano competente para la aprobación de tarifas a la publicación del rechazo formal de un proyecto, junto con su motivación. En este sentido, esta Comisión considera necesario que en el apartado 1 de esta Disposición adicional se

establezca que en caso de que la Secretaría General de Energía realizara modificaciones sobre la propuesta de la CNE, dichos cambios se debieran justificar adecuadamente.

En relación con los principios que deben regir la elaboración de las tarifas de electricidad y de gas cabe destacarse que estos están recogidos para el sector del gas natural en el artículo de 92 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de Hidrocarburos.

En dicho artículo se establece que *“las tarifas, los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes criterios:*

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.*
- b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.*
- c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.*
- d) No producir distorsiones entre el sistema de suministros en régimen de tarifas y el excluido del mismo”.*

Sin embargo, y a diferencia del sector del gas natural, para el caso del sector eléctrico no existe ningún tipo de normativa que especifique que las tarifas deban ser aditivas, suficientes y eficientes, por lo que esta Comisión, tal y como se ha señalado en sus diferentes informes de tarifas eléctricas de años anteriores, considera necesario establecer que son estos principios los que deben regir en la fijación de tarifas, por lo que valora de forma positiva el contenido de los principios considerados en la Disposición adicional séptima de la propuesta de tarifa eléctrica.

No obstante, esta Comisión considera necesario que sean tenidas en cuenta las siguientes consideraciones:

En primer lugar, se considera que los principios que deben regir la fijación de las tarifas deben ser estables en el tiempo, por lo que sería adecuado que éstos fueran establecidos con carácter general y no como parte de un mandato a la Comisión. En consecuencia se propone la supresión del último párrafo del punto 1, relativo a la posibilidad que se reserva

la Secretaría General de Energía de establecer nuevos criterios a aplicar en el cálculo de la tarifa.

En segundo lugar, esta Comisión no entiende el principio segundo referente a la suficiencia de ingresos a corto-medio plazo, ya que la aplicación de las tarifas integrales/tarifas de venta y de las tarifas de acceso/peajes y cánones a los consumidores a mercado regulado y a mercado liberalizado, respectivamente, deben permitir la recuperación de los costes de actividades sujetas al mecanismo de liquidación.

Como ya se ha dicho, debe incluirse de forma explícita que este apartado se refiere también a tarifas de acceso de gas y electricidad.

Finalmente, respecto al plazo de envío de la propuesta de revisión de las tarifas de energía eléctrica y de gas natural a la Secretaría General de Energía (dos meses antes de la fecha prevista para cada revisión tarifaria), esta Comisión considera que es un plazo amplio y, que en todo caso, tiene más sentido para las revisiones anuales de las tarifas de acceso, que para las revisiones trimestrales. En consecuencia, esta Comisión propone reducir dicho plazo a la mitad para las revisiones anuales y a 15 días para las revisiones trimestrales.

En relación con el apartado 2 de esta Disposición adicional cabe señalar que el Proyecto de Ley 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 y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE establece lo siguiente:

“Disposición adicional decimosexta. Mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo.

El Gobierno podrá establecer por vía reglamentaria mecanismos de mercado que fomenten la contratación a plazo de energía eléctrica. Dichos mecanismos tomarán la forma de una emisión primaria de cierta cantidad de energía eléctrica, equivalente a una potencia determinada, en las condiciones y durante el período de tiempo que se especifiquen en la emisión.

Esta emisión primaria de energía será realizada por aquellos productores de energía eléctrica que tengan la condición de operadores dominantes en el Sector Eléctrico.

El Gobierno fijará reglamentariamente las condiciones y el procedimiento de funcionamiento y participación en esta emisión primaria de energía eléctrica, que deberá ser pública, transparente y no discriminatoria.”

Asimismo, esta Comisión en su Informe 39/2006 sobre la propuesta de Real Decreto de tarifa eléctrica 2007 señaló que las emisiones de energía primaria constituyen un instrumento regulatorio empleado normalmente para limitar el poder de mercado de empresas de generación dominante o como condición impuesta para autorizar un proceso de fusión.

Por todo ello, esta Comisión valora de forma positiva el apartado 2 de la Disposición adicional séptima de la propuesta de Real Decreto. No obstante, cabe señalar que con el fin de mitigar el poder de mercado, la propuesta de Real Decreto habilita a la CNE a que pueda proponer nuevas subastas virtuales de energía. Esta Comisión considera que esta medida debería aplicarse simétricamente al sector del gas natural y al sector de la electricidad. En este sentido, parece que esto es lo que debe deducirse de la redacción propuesta. No obstante, para evitar problemas de ambigüedad en la interpretación de este apartado 2, varios miembros del Consejo Consultivo proponen que se cambie la redacción para que lo anterior se especifique de forma más explícita.

Finalmente, en relación con el punto 4, si bien la Comisión considera positiva la participación que se da a este Organismo en el grupo de trabajo sobre los intercambios transfronterizos con Francia, considera sin embargo que no resulta adecuado que en el texto del Real Decreto se incluya la obligación de nombrar, en el plazo de dos meses, a dos personas con plenos poderes para representarla, dadas las competencias que tiene atribuidas por la Ley (“*con plena capacidad de obrar*” y “*de acordar su organización y funcionamiento interno*”), por lo que propone la eliminación de esta referencia y que en el texto se establezca de forma genérica el mandato para la CNE, de participar en dicho grupo de trabajo.



5.7 Disposición adicional novena. Aplicación del mecanismo de restricciones técnicas al Régimen Especial

El Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece la prioridad de acceso y conexión a la red eléctrica de este tipo de producción, así como nuevos criterios para que estas instalaciones participen en los servicios de ajuste del sistema. La CNE valora positivamente que sin perjuicio de lo anterior, se establezca en esta disposición que a estas instalaciones les será de aplicación el Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, sobre restricciones técnicas.

5.8 Disposición adicional décima. Cálculo y publicación de las pérdidas en la red de transporte

Esta Comisión propone la supresión de esta Disposición adicional décima, dado que la misma parece redundante con la normativa ya vigente. Así, el Operador del Sistema debe calcular y publicar, tal y como viene haciendo, las pérdidas de la red de transporte.

5.9 Disposición adicional undécima. Desarrollo y aplicación del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

Como ya se ha señalado, el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, establece la prioridad de acceso y conexión a la red eléctrica de este tipo de producción, así como nuevos criterios para que estas instalaciones participen en los servicios de ajuste del sistema. Por lo tanto, es necesario la adaptación y modificación de determinados procedimientos de operación, en un proceso en el que la CNE participará mediante su función de informe y desarrollo normativo, lo que es valorado positivamente.

5.10 Disposición adicional duodécima. Suministradores de último recurso en el sector del gas.

La Disposición adicional duodécima establece que, con carácter general, la figura de suministrador de último recurso, así como las obligaciones inherentes a dicha figura, pasarán a ser asumidas por la empresa comercializadora asociada al distribuidor al que esté conectado el suministro.

Asimismo, establece que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio se atribuye la potestad de nombrar un suministrador de último recurso en aquellos casos en los que una empresa distribuidora no pueda asumir dichas obligaciones.

Por último, será de obligación de las empresas distribuidoras de gas publicar en su página Web los suministradores de último recurso de su zona de distribución.

Esta Comisión comprende que la solución adoptada pudiera ser la más adecuada y la única técnica y operativamente posible teniendo en cuenta que el proyecto de Ley que modifica la Ley 34/1998 con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE establece que a partir de 1 de enero de 2008 se suprime el sistema tarifario actual y ~~establece la tarifa de último recurso, a la que podrán acogerse los consumidores~~ conectados a gasoductos de presión igual o inferior a 4 bar. No obstante, se entiende que debieran incorporarse las siguientes consideraciones.

En primer lugar, no parece apropiado que el establecimiento de un nuevo régimen de tarifas de último recurso en el sector del gas se recoja de forma tan sucinta en una disposición adicional de un Real Decreto de tarifas eléctricas que es objeto de revisión con periodicidad trimestral.

Adicionalmente, es importante señalar que la inclusión de disposiciones que afectan a la regulación del gas en un Real Decreto eléctrico dificulta tanto el seguimiento de la normativa en vigor en el sector gasista como la posibilidad de opinar y aportar de los agentes del sector gasista.

En segundo lugar, si bien el calendario de aplicación es distinto, en todo caso, parece que sería conveniente que se defina también en la propuesta de Real Decreto el suministrador de último recurso correspondiente al sector eléctrico, máxime teniendo en cuenta que la mayoría de los agentes participan en ambos sectores.

Como ejemplo, en el sector del gas esta situación afecta a 4 millones de clientes que pasarán al comercializador de último recurso, en el caso de que no elijan previamente otro comercializador. En el Cuadro 21 se observa el número de clientes a tarifa a 31 de diciembre de 2006, por grupos distribuidores, y que serían asignados el 1 de enero de 2008 al comercializador integrado en el mismo grupo que el distribuidor.

Cuadro 21. Número de clientes en mercado regulado a 31 de diciembre de 2006 por grupos empresariales

	Nº consumidores
Total Grupo Gas Natural	3.405.409
Total Grupo Naturgas Energía	335.659
Total Grupo Endesa	296.002
Total Grupo Unión Fenosa	3.057
Iberdrola	-
Resto	2.320
Nº de clientes en mercado regulado	4.042.447
Consumo en mercado regulado (GWh)	55.493.113

Fuente: CNE

En el Cuadro 22 aparece la situación de cada comercializador a 31 de diciembre de 2006 y como quedarían el 1 de enero de 2008 en el supuesto de asignación de los consumidores al comercializador integrado en el mismo grupo que el distribuidor. Como se puede apreciar, el nivel de concentración del mercado crecería de forma muy importante.



Cuadro 22. Proyección del mercado de comercialización minorista de gas a 1 de enero de 2008

	Situación actual		Clientes		
	Comercializadora (nº)	% sobre el total	Comercializadora suministradora (nº)	Comercializadora distribuidora (nº)	% sobre el total
Total Grupo Gas Natural	1.541.705	65,09%	3.405.409	4.947.114	77,17%
Total Grupo Naturgas Energía	256.545	10,83%	335.659	592.204	9,24%
Total Grupo Endesa	319.595	13,49%	296.002	615.597	9,60%
Total Grupo Unión Fenosa	94.236	3,98%	3.057	97.293	1,52%
Iberdrola	156.301	6,60%	0	156.301	2,44%
Resto	204	0,01%	2.320	2.524	0,04%
Total nº de clientes suministrados por comercializadora	2.368.586	100,00%	4.042.447	6.411.033	100,00%

Fuente: CNE

El ejercicio anterior se podría extrapolar al sector eléctrico dando lugar a conclusiones similares.

En aras de la competencia efectiva a medio y largo plazo en el mercado minorista así como de la protección de los consumidores, sería necesario apostar por establecer mecanismos que condicionen la actividad comercial de los operadores dominantes incumbentes de ambos sectores. Estas medidas cuentan con precedentes internacionales y también se ha aplicado en otros sectores como en el de la telefonía en España.

Además, se debería desarrollar de forma urgente una campaña informativa institucional por distintos canales, dirigida especialmente a los consumidores de gas a tarifa, indicándoles la nueva situación y, en particular, la posibilidad de elección entre varios comercializadores, como alternativa al suministro de último recurso.

Por tanto, y resumiendo, parece necesario y urgente regular dicha transición de manera global y de forma que la misma no suponga un deterioro de la competencia sobre el mercado minorista, lo que supone la regulación y el desarrollo de numerosas tareas, entre las que se encuentra:

- El diseño de la tarifa de último recurso.
- El sistema de aprovisionamientos de la tarifa de último recurso.
- Necesidad de diseñar una campaña divulgativa dirigida al consumidor final, informándoles de la nueva situación y de sus posibilidades.
- Creación de la Oficina de cambio de suministrador.



- Marco de condiciones temporales de comercialización a los comercializadores de último recurso del sector eléctrico y gasista.

En consecuencia, se propone la supresión de la Disposición adicional duodécima.

5.11 Disposición adicional decimotercera. Responsabilidad civil nuclear por daños medioambientales nucleares.

El contenido de esta Disposición adicional pretende implementar, para su aplicación en plazo de 60 días desde la publicación en el BOE del proyecto de Real Decreto, las medidas contenidas en la modificación de la Ley 25/1964, de Energía Nuclear⁶ que, incorporada en el curso de la tramitación parlamentaria del Proyecto de Ley para la modificación de la Ley 54/1997, como Disposición Adicional Segunda del mismo, regulará previsiblemente en el futuro⁷ la cobertura de determinados riesgos en materia de daños medioambientales con origen en instalaciones nucleares y transportes de sustancias nucleares.

La Disposición Adicional Segunda del mencionado Proyecto de Ley establece directamente en su texto, y, por tanto, con rango formal de Ley, determinados elementos ~~de la responsabilidad civil nuclear por daños medioambientales, y entre ellos, los~~ siguientes:

- 1.- Define a los *“titulares de instalaciones nucleares y de transportes de sustancias nucleares”* como *“responsables”* de los daños medioambientales nucleares producidos en el territorio nacional que sean consecuencia de una liberación accidental de radiaciones ionizantes al medio ambiente con origen en dichas instalaciones o transportes. Añade a que, a tal efecto, deberán *“disponer de una cobertura de riesgo de 700 millones de euros, si bien el Ministerio de Industria Turismo y Comercio podrá imponer otro límite, no inferior a 30 millones de euros...”*,

⁶ Medidas que se incorporarían como disposición adicional nueva de la Ley de Energía Nuclear bajo el epígrafe *“Responsabilidad civil nuclear por daños medioambientales”*

⁷ A fecha de hoy, está pendiente de publicación en el BOE la ley cuyo proyecto se menciona.

2.- Como mecanismo para hacer frente a esta responsabilidad, se establece que tales titulares *“deberán ingresar en la cuenta específica de la Comisión Nacional de Energía a la que hace referencia el punto 1.9 del Anexo al Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, una prima de responsabilidad medioambiental con el fin de que la tarifa eléctrica garantice la cobertura indicada en el apartado anterior...”*, señalando que el Gobierno, a propuesta del MIT fijará el importe de esta prima.

3.- Igualmente establece directamente en su texto las categorías de daños cuya cobertura ha de ser garantizada por la tarifa eléctrica, siendo tales categorías de daños las siguientes: los costes de restauración del medio ambiente degradado, el lucro cesante directamente relacionado con un uso o disfrute del medio ambiente degradado, así como el coste de las medidas preventivas y cualquier pérdida o daño causado por tales medidas.

En sucesivos apartados del proyecto de norma legal comentado, se establece que las acciones de reclamación se ejercerán ante la Jurisdicción Civil, debiendo dirigirse la acción conjuntamente contra los titulares y contra la CNE, que el derecho a reclamar los daños se extinguirá si no se entabla la acción en 10 años desde la fecha en que se produjo la emisión, y finalmente, que el Gobierno, en el ámbito de sus competencias, dictará cuantas disposiciones sean necesarias para la ejecución y desarrollo de lo establecido en la mencionada disposición adicional.

Con carácter previo a la publicación del texto legal mencionado (y, sin duda, ante la perspectiva de su inminente publicación) el proyecto de Real Decreto que ahora se informa y cuyo objetivo es proceder a la actualización de la tarifa eléctrica a partir de 1 de julio de 2007, según la previsión contenida al respecto en el Real Decreto 1634/2006, ha incorporado a su texto la Disposición Adicional Decimotercera.

Esta Comisión considera necesario que se tengan en cuenta los siguientes comentarios:

 En primer lugar, ha de recordarse que la articulación normativa de mecanismos para dotar de cobertura los daños medioambientales de origen nuclear, en tanto la misma viene



exigida por las Convenciones de París y Bruselas de las que el Estado Español es parte, constituye cabalmente el tipo de disposición reglamentaria que ha de ser sometida previamente, con carácter preceptivo, a dictamen de la Comisión Permanente del Consejo de Estado, a tenor del artículo 22.2 de su Ley Orgánica (LO 3/1980 de 22 de abril). (*"2.Disposiciones reglamentarias que se dicten en ejecución, cumplimiento y desarrollo de tratados, convenios, o acuerdos internacionales"*)

Aun cuando no concurriera la circunstancia arriba señalada (ejecución de un convenio internacional), estaríamos en todo caso ante el supuesto de una disposición reglamentaria en ejecución de Ley, respecto a la que es preceptivo el dictamen de la Comisión Permanente del Consejo de Estado, por imponerlo así el artículo 22.3 de su Ley Orgánica (*"3.Reglamentos o disposiciones de carácter general que se dicten en ejecución de las Leyes, así como sus modificaciones."*). Cabe señalar al respecto que el propio texto de la disposición adicional decimotercera del proyecto de Real Decreto que se comenta, confirma dicho carácter en su primer párrafo⁸, mediante la referencia a la disposición concreta de la Ley (aún en proyecto) por la que se encomienda al Gobierno el desarrollo reglamentario de la nueva disposición adicional de la Ley de energía nuclear.

Se propone por ello no incorporar al texto del Real Decreto de actualización de la tarifa el contenido de esta Disposición adicional, sin perjuicio de que su contenido pueda ser tramitado con sujeción a las exigencias y formalidades preestablecidas para las disposiciones generales de desarrollo de Leyes.

En segundo lugar, resulta en cierto modo llamativo que, existiendo un Organismo especializado en esta materia, como es el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), el mismo no sea objeto de referencia alguna en el texto de la Disposición Adicional 13^a que se comenta.

El texto de la disposición legal en proyecto, por su parte, contiene una sola referencia al CSN, en el apartado 1 de la nueva Disposición Adicional de la Ley de Energía nuclear al

⁸ "De conformidad con lo dispuesto en el punto 6 de la Disposición Adicional Segunda de la Ley 25/1964, de 29 de abril, de energía nuclear, según la redacción dada por la Ley...."



establecer, en relación con la posibilidad de que el MIT modifique el límite de la cobertura del riesgo, cuando no se requiera una cobertura superior *“a juicio del Consejo de Seguridad Nuclear.”*

Por lo que se refiere a la gestión de un hipotético fondo de garantía para las finalidades indicadas con cargo a la tarifa eléctrica, cabe señalar que su atribución a la CNE podría comportar una sustancial modificación de sus funciones actuales, apuntándose aquí, sin ánimo de ser exhaustivos, las siguientes cuestiones:

- La CNE, en su configuración legal como Organismo regulador de los sistemas energéticos, se ha dotado de una estructura organizativa acorde a dichas funciones, muy alejadas en principio de la gestión económica de fondos de garantía y de la atención a reclamaciones por daños respecto a los cuales, como se ha apuntado antes, no es la CNE, sino el CSN, el organismo especializado.
- De entre los sujetos responsables de los daños cuya cobertura pretende implementarse mediante las normas que se comentan, sólo los titulares de instalaciones nucleares de producción de energía eléctrica resultan ser sujetos incluidos de alguna forma en el ámbito de las competencias de la CNE. Por el contrario, la CNE carece de cualquier clase de datos, registros y/o instrumentos de control, en relación con instalaciones industriales de otro tipo que utilicen materiales nucleares en sus procesos productivos, o almacenen dichos productos, o sus residuos. Lo mismo sucede respecto al transporte de estas sustancias.
- En cuanto al mecanismo de ingreso de la prima *“...en la cuenta específica de la CNE indicada en el punto 1.9 de del Anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre...”* ha de ponerse de manifiesto que dicha cuenta, configurada con carácter meramente instrumental para la liquidación de la parte de retribución fija de los CTCs, es una cuenta en la que, por la operativa del sistema de liquidaciones, en el curso del mismo día se ordenan los ingresos y su distribución mediante los correspondientes pagos, resultando siempre nulo el saldo de la misma. Por el contrario, el sistema que pretende implementarse, da por supuesta la existencia de lo que se denomina *“Fondo de liquidaciones del sistema eléctrico”*, que en realidad no existe como tal, y que, de crearse con base en las aportaciones de las primas a las que se viene haciendo referencia, habrá de ser dotado de unas

normas y mecanismos de gestión diferentes y aparentemente no compatibles con los instrumentos mediante los que, hoy por hoy, se liquidan las actividades reguladas del sector eléctrico.

- Finalmente, no puede dejar de apuntarse que la finalidad de que *“la tarifa eléctrica garantice la cobertura indicada”*, salvo que la regulación reglamentaria futura delimite adecuadamente el contenido de tal expresión, podría llegar a desnaturalizar el esfuerzo regulador de los últimos años.

Con independencia de las anteriores cuestiones, se estima que la futura regulación reglamentaria del sistema de cobertura que se prevé en la modificación inminente de la Ley de Energía Nuclear habría de abordar y resolver adecuadamente, dada la trascendencia e importancia económica de los daños que pretende cubrir, toda una serie de cuestiones jurídicas que no están apuntadas en el texto de la Disposición Adicional Decimotercera del proyecto de Real Decreto. Entre ellas, y como cuestiones usualmente reglamentadas en este tipo de fondos de garantía, parece que habrán de definirse con precisión los presupuestos y límites de responsabilidad del Fondo (anticipos, o pagos previa Sentencia firme; responsabilidad directa o, en su caso, subsidiaria o, en su caso, solidaria con el causante del daño; supuestos de reembolso al fondo, especialmente en los casos en que los daños no tengan su origen en actividades eléctricas, etcétera)

Todo ello conduce a la conclusión de que, al margen de la objeción formal por no haberse recabado el dictamen previo del Consejo de Estado, el contenido necesario de una disposición reglamentaria de este tipo no aconseja su tramitación mediante procedimientos de urgencia. En la misma línea, se estima que son de atención las consideraciones puestas de manifiesto por Iberdrola en su escrito de Comentarios⁹ al Borrador de Real Decreto, en el sentido de que no se ve la necesidad de anticiparse a los posibles planteamientos comunes con otros países europeos que necesariamente habrán de concretarse en relación con este tipo de responsabilidad, en el marco de los Convenios mencionados.



⁹ Punto 2.6 de dicho escrito.

Finalmente, ha de ponerse de manifiesto que el plazo de 60 días previsto en el punto 6 de la Disposición Adicional 13ª del Proyecto, para la aplicación de lo establecido en la misma, parece excesivamente corto. En ausencia de regulación de los presupuestos jurídicos para las reclamaciones al fondo, y de una delimitación precisa de la responsabilidad del fondo en relación con la de los agentes causantes del daño, pueden originarse situaciones jurídicas de una complejidad importante que serían difícilmente resolubles mediante normas de publicación posterior, lo que hace aconsejable que las medidas normativas para la constitución del Fondo y las medidas normativas para la definición de sus responsabilidades frente a terceros se adopten coordinadamente.

5.12 Disposición adicional decimocuarta. Aplicación del artículo 2 del 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.

La disposición adicional decimocuarta establece que los pagos resultantes de la minoración establecida en el artículo 2 del Real-Decreto Ley 3/2006, tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema.

El Real Decreto-Ley 3/2006 establece en el artículo 2 que “A los efectos del cálculo de los importe de los eventuales saldos negativos de la liquidación de la tarifa del año 2006 correspondientes al período desde el día 1 de enero de 2006 hasta el día 2 de marzo de 2006, inclusive, dichos importes se minorarán para cada grupo empresarial a los que pertenecen las empresas que figuran en el apartado 1.9 del Anexo I del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, en una cantidad equivalente al valor de los derechos de emisión asignados por Acuerdo de Consejo de Ministros de 21 de enero de 2005 a la totalidad de unidades de producción en régimen ordinario de cada grupo empresarial, durante el mismo período.”

Esta Comisión considera que lo establecido en la disposición adicional decimocuarta podría ir en contra de lo dispuesto en el artículo 2 del Real Decreto-Ley 3/2006, ya que la consideración de los pagos resultantes de la devolución de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente a los productores de energía eléctrica como ingresos liquidables del sistema supone que éstos no estén destinados a la minoración del déficit de actividades reguladas generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006.

En consecuencia, se propone la supresión de la disposición adicional decimocuarta. En caso mantenerse, se consideraría adecuado que en la citada Disposición adicional se indicara que tendrán la consideración de ingresos liquidables del sistema correspondientes a 2006.

5.13 Disposición derogatoria única. Derogación normativa

La Disposición derogatoria única deroga expresamente, en su punto 1, el primer párrafo del apartado 1 del artículo 1, el primer párrafo del apartado 1 del artículo 2, la disposición transitoria cuarta y los apartados 1 y 2 del anexo I del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, por el que se establece la tarifa eléctrica para 2007.

Esta Comisión consideraría adecuada la supresión del punto 1 de la citada disposición teniendo en cuenta que la propuesta de Real Decreto no sustituye sino que actualiza los precios a partir del 1 de enero de 2007 y que en el punto 2 de la Disposición derogatoria única se deroga las disposiciones de igual o inferior rango que opongan a lo establecido en el Real Decreto.

5.14 Otras consideraciones

5.14.1 Recargo sobre el consumo bimestral superior a 1.300 kWh



La propuesta de Real Decreto suprime el recargo aplicable al término de energía de aquellos consumidores acogidos a las tarifas 1.0, 2.0.X y 3.01 con un consumo bimestral superior a los 1.300 kWh, establecido en el Anexo del Real Decreto 1634/2006.

Esta Comisión, si bien valoraría positivamente la supresión de dicho recargo por las razones expuestas en el informe 24/2005 y el informe 39/2006, considera conveniente señalar que la omisión pudiera deberse a un error tipográfico.

No obstante, se ha considerado oportuno valorar el efecto sobre los consumidores de la supresión del recargo.

En el Cuadro 23 se resume el efecto que las variaciones de la propuesta de Real Decreto tienen sobre los ingresos medios de los clientes acogidos a la actual tarifa 2.0.X y 3.0.1, distinguiendo entre los clientes sin recargo y clientes con recargo por consumo bimestral superior a 1.300 kWh, según el escenario de previsión de la CNE.

Se observa que mientras que las variaciones de ingresos medios de aquellos consumidores cuyo consumo bimestral es inferior a 1.300 kWh suponen, en términos anuales, un 2,7% respecto a los precios del Real Decreto 1634/2006, las variaciones de los precios medios de los clientes cuyo consumo bimestral supera los 1.300 kWh es aproximadamente del 1,1%.

Se estima que la supresión del recargo sobre el consumo medio bimestral superior a 1.300 kW supone una disminución de los ingresos de un 0,5%, manteniendo el precio del recargo establecido en el Real Decreto 1634/2006.



Cuadro 23. Efecto de la eliminación del recargo sobre el consumo bimestral superior a 1.300 kWh sobre la facturación media de clientes. Año 2007

Clientes con consumo bimestral inferior a 1.300 kWh

Categoría	Rango de potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Nº de clientes	Consumo bimestral (kWh)			Porcentaje de clientes		
					Consumo bimestral (kWh)					
2.0.1	1 < P ≤ 2,5	6.441.489.391	7.438.111	4.168.708	10,87	11,09	11,26	2,0%	1,5%	3,5%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	34.086.485.723	47.816.199	13.349.874	11,33	11,65	11,87	2,8%	1,9%	4,7%
2.0.3	5 < P ≤ 10	15.763.571.605	22.427.157	3.694.987	11,37	11,75	12,33	3,3%	5,0%	8,5%
3.0.1	10 < P ≤ 15	552.704.359	1.015.106	86.548	12,13	12,74	13,38	5,0%	5,0%	10,3%
TOTAL		56.844.251.076	78.696.573	21.309.117	11,238	11,624	11,849	2,4%	2,7%	5,7%

Clientes con consumo bimestral superior a 1.300 kWh

Categoría	Rango de potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Nº de clientes	Consumo bimestral (kWh)			Porcentaje de clientes		
					Consumo bimestral (kWh)					
2.0.1	1 < P ≤ 2,5	0	0	0						
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	0	0	0						
2.0.3	5 < P ≤ 10	4.578.022.640	4.349.795	456.709	10,78	11,133	11,387	3,2%	2,3%	5,6%
3.0.1	10 < P ≤ 15	4.971.947.436	4.775.979	371.231	11,06	11,584	11,594	4,8%	0,1%	4,8%
TOTAL		9.549.970.076	9.125.774	827.940	10,927	11,368	11,495	4,0%	1,1%	5,2%

Total Clientes

Categoría	Rango de potencia (kW)	Consumo (kWh)	Potencia (kW)	Nº de clientes	Consumo bimestral (kWh)			Porcentaje de clientes		
					Consumo bimestral (kWh)					
2.0.1	1 < P ≤ 2,5	6.441.489.391	7.438.111	4.168.708	10,87	11,09	11,26	2,0%	1,5%	3,5%
2.0.2	2,5 < P ≤ 5	34.086.485.723	47.816.199	13.349.874	11,33	11,65	11,87	2,8%	1,9%	4,7%
2.0.3	5 < P ≤ 10	20.341.594.246	26.776.951	4.151.696	11,24	11,61	12,19	3,3%	5,0%	8,4%
3.0.1	10 < P ≤ 15	5.524.651.795	5.791.085	457.779	11,17	11,70	12,26	4,8%	4,8%	9,8%
TOTAL		86.394.221.155	87.822.347	22.126.657	11,245	11,587	11,838	3,0%	3,0%	6,2%
SIN CONSIDERAR EXCESO 1.300 kWh								2,5%	5,6%	

Fuente: CNE, Real Decreto 809/2006, Real Decreto 1634/2006 y propuesta Real Decreto.

5.14.2 Consideración sobre CTC's

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 únicamente 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 (véase Anexo 2).

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 Real Decreto 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 2007 y siguientes”.

6 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 el Real Decreto de tarifas, se debería contar con un plazo de tiempo suficiente desde la aprobación del informe por parte del Consejo de Administración de esta Comisión y su envío al Ministerio hasta la publicación del Real Decreto 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.

Por último, se considera necesario señalar que, para valorar adecuadamente el contenido de la propuesta de revisión tarifaria es necesario disponer de información justificativa sobre las variables de cálculo implícitas en la misma.

Segundo. Se considera necesario que en lo relativo a la financiación del déficit ex ante se publique la Orden Ministerial por la que se desarrolla el Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre, en lo referente a las características de los derechos de cobro correspondientes a un porcentaje de la facturación mensual por tarifas de suministro y tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución para la financiación del déficit de ingresos de las liquidaciones de actividades reguladas y el procedimiento para su subasta.

Tercero. Esta Comisión considera necesario señalar que se han producido variaciones sustanciales de algunas variables que hacen aconsejable la revisión del escandallo de costes, totales y de acceso, considerado en diciembre de 2006.





En concreto, se hubiera valorado positivamente la revisión de la anualidad correspondiente a la recuperación del déficit generado entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2006, la definición de la cuantía definitiva del desajuste de ingresos derivado de la revisión de los costes de generación extrapeninsular entre el 1 de enero de 2001 y el 31 de diciembre de 2005, la revisión del coste de generación, la revisión de las primas del Régimen Especial y el establecimiento de un coste que recogiera en incremento derivado de la implantación de los servicios de gestión de la demanda en el mercado .

Cuarto. El proyecto de Real Decreto mantiene los precios de las tarifas de acceso y las tarifas generales de alta tensión del Real Decreto 1634/2006 e incrementa un 1,5% los precios de las tarifas de baja tensión denominadas sociales (1.0 y 2.0.1), aumentan un 1,8% la tarifa 2.02 y un 5% las tarifas para consumidores domésticos intensivos en el uso de la electricidad (2.0.3 y 3.0.1). La tarifa aplicable a pequeñas y medianas empresas (3.0.2) aumenta un 1,8%. Las tarifas de específicas de alta tensión y las tarifas de carácter transitorio (Tarifa R de Riegos y tarifa 2.0 con discriminación nocturna) se incrementan en un 5%.

Esta Comisión considera insuficientes las variaciones de las tarifas integrales incluidas en la propuesta de Real Decreto, ya que las mismas no son suficientes para cubrir los costes totales del sistema y no son suficientes para cubrir los costes de acceso, incluso considerando un déficit ex ante de 1.500 Millones de euros.

En opinión de esta Comisión, se hace necesario señalar una vez más que todas las variaciones tarifarias deberían responder a una metodología de asignación de costes, según criterios de asignación eficiente, objetivos, transparentes y no discriminatorios. Esta Comisión considera que dicha metodología debe ser aditiva, esto es, aunque la estructura de tarifas integrales y de acceso muestre un único pago por el suministro y acceso, respectivamente, se debe garantizar la adición de los costes en el mismo, de forma que haya consistencia entre los pagos regulados de clientes en el mercado regulado y liberalizado.

No obstante, esta Comisión valora positivamente algunas de las variaciones introducidas en las tarifas integrales de la propuesta de Real Decreto debido a que se corrigen, en

parte, las inconsistencias existentes entre las tarifas integrales y las tarifas de acceso vigentes y en la medida en que se aproximan a los precios medios resultantes de la metodología asignativa de la CNE.

Quinto. 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 son ajustados y auditados.

Sexto. En relación con la supresión de las tarifas esta Comisión considera imprescindible el establecimiento de procedimientos para que los distribuidores informen a los consumidores conectados a sus redes de la desaparición de las tarifas con suficiente anterioridad a que ésta se produzca y asesoren a los mismos sobre la forma de contratar en el mercado o, en su caso, la tarifa de último recurso más adecuada. También debería establecerse qué ocurre en caso de que un cliente no haya contratado un suministro en mercado libre en el momento de la desaparición de las tarifas.

Asimismo, se considera necesaria la articulación de mecanismos, al menos de forma transitoria, ~~que permita a los consumidores cuyas tarifas desaparecen conocer y valorar~~ adecuadamente las ofertas que puedan recibir de los comercializadores, así como los procedimientos de contratación.

Séptimo. La Disposición adicional primera fija en 49,23 €/MWh el precio definitivo a considerar para las adquisiciones de energía realizadas por parte de las empresas distribuidoras a lo largo del año 2006 a que se refiere el apartado 5 del artículo uno del Real Decreto Ley 3/2006 de 24 de febrero.

Ni en la propuesta de Real Decreto ni en la memoria que la ha acompañado se aporta información que justifique el precio final de 49,23 €/MWh para las energías bilateralizadas, en sustitución del precio provisional de 42,35 €/MWh, por lo que se propone se aplique una fórmula que se base en la considerada en la Disposición adicional vigésimo cuarta del



Real Decreto 1634/2006 para el cálculo del precio definitivo a reconocer por estas energías durante 2006.

Octavo. La Disposición adicional tercera establece el Mandato a Red Eléctrica de España, S.A. de revisar los periodos horarios de aplicación a las tarifas tanto de suministro como de acceso, para adaptarlas a las curvas de cargas observadas durante los últimos años.

Esta Comisión valora positivamente dicho mandato y consideraría adecuada la participación de los agentes en el proceso de definición de los periodos horarios, teniendo en cuenta que de dichas modificaciones podrían derivarse impactos comerciales, económicos y operativos.

Noveno. Esta Comisión valora positivamente los mandatos establecidos en la Disposición adicional séptima. No obstante considera necesario que se incorporen las siguientes consideraciones.

En primer lugar, la asignación de nuevas tareas a esta Comisión no se puede considerar como un reforzamiento de su independencia. Es más, esta Comisión considera que su independencia está soportada por su estatuto y por el estatuto de los Consejeros.

Identificar competencias con independencia constituye un error de concepto.

En segundo lugar, en relación con la propuesta de revisión de las tarifas de energía eléctrica y gas, se considera imprescindible, por una parte, la estabilidad de los principios y por tanto se consideraría adecuada la supresión del último párrafo del punto 1 de la citada Disposición adicional. Y, por otra parte, se considera necesario que se detalle que en caso de que la Secretaría General de de Energía realice modificaciones sobre la propuesta de revisión tarifario de la Comisión estas deberán justificarse adecuadamente.

Finalmente, en relación con la propuesta de subastas virtuales de energía, esta Comisión consideraría adecuado que se aclare en la redacción del punto 2 de la disposición que éstas afectan tanto al sector eléctrico como al sector de gasista.



Décimo. Esta Comisión entiende que el precio de alquiler propuesto de 0,78 €/mes se refiere tanto a los equipos de medida estáticos doble tarifa monofásicos (electrónicos), como a los equipos de medida electromecánicos (Ferraris), por lo que propone modificar el precio correspondiente al alquiler contador de doble tarifa monofásico establecido en el citado ANEXO II del Real Decreto 1634/2006, de 29 de diciembre.

Decimoprimer. La Disposición adicional duodécima establece que con carácter general la figura de suministrador de último recurso en gas serán asumidas por la empresa comercializadora asociada al distribuidor al que esté conectado suministro.

Esta Comisión consideraría conveniente, dada su trascendencia, que este tema fuera objeto de desarrollo normativo independiente. En esta normativa diferenciada se podrían incorporar aspectos adicionales relacionados pendientes de desarrollar como con el detalle de la tarifa de último recurso, posibles restricciones comerciales, campañas de divulgación obligatorias, etc.

Decimosegundo. Se propone la supresión de la disposición adicional decimotercera, por considerar que esta propuesta no es el sitio adecuado para su regulación.

Decimotercera. Esta Comisión considera necesario señalar que, si bien podría tratarse de una errata, la supresión del recargo sobre el consumo superior a 1.300 kWh por bimestre supondría que el aumento comunicado de tarifas para los grupos 2.0.3 y 3.0.1 sería en realidad inferior para los consumidores afectados por dicha medida.

APROBADO EN CONSEJO
DE ADMINISTRACION

DE...25 de junio de 2007

MADRID...26 de junio de 2007

(LA SECRETARIA DEL CONSEJO
DE ADMINISTRACION)



25 de junio 2007

