



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 19/2009 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN
MINISTERIAL POR LA QUE SE
REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO
ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1
DE JULIO DE 2009**

23 de junio de 2009

INFORME 19/2009 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN MINISTERIAL POR LA QUE SE REVISAN LAS TARIFAS DE ACCESO ELÉCTRICAS A PARTIR DEL DÍA 1 DE JULIO DE 2009

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 23 de junio de 2009, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

1 ANTECEDENTES

El Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica, establece en su disposición adicional novena que, a partir del 1 de julio de 2009 y hasta la desaparición del déficit de la tarifa, previos los trámites e informes oportunos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar semestralmente las tarifas de acceso para asegurar la aditividad de las tarifas de último recurso.

El Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector eléctrico y se aprueba el bono social, modifica, en su artículo 1, la redacción de la disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 y establece, para los años 2009, 2010, 2011 y 2012, que el déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas del sector eléctrico no será superior a 3.500 millones de euros, 3.000 millones de euros, 2.000 millones de euros y 1.000 millones de euros, respectivamente.

El mencionado Real Decreto-Ley 6/2009, en su artículo 2, crea el bono social a partir del 1 de julio de 2009 para determinados consumidores de electricidad acogidos a la tarifa de último recurso y establece que dicho bono social cubrirá la diferencia entre el valor de la Tarifa de Último Recurso y un valor de referencia, que se denominará tarifa reducida. Dicho bono social será aplicado por el correspondiente comercializador de último recurso en sus facturas y su financiación será compartida por las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico.

El día 15 de junio de 2009 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir del 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. El 17 de junio se remitió una nueva versión de la citada propuesta de Orden. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. Se adjuntan las alegaciones por escrito recibidas de los miembros del Consejo Consultivo en el Anexo IV del presente informe.

2 ACTUALIZACIÓN DE LAS PREVISIONES DE DEMANDA Y COSTES DE ACCESO PARA 2009

En diciembre de 2008, la CNE remitió al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (en adelante MITC) el "*Informe 36/2008 sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas*

a partir de 1 de enero de 2009”. En el citado informe se señaló que existían elementos de incertidumbre para prever los ingresos y costes para 2009, tales como la caída de la demanda eléctrica en relación con la crisis económica, el descenso de los precios de las materias primas y de la electricidad, el acuerdo anunciado por MITC con las empresas eléctricas y la puesta en marcha del suministro de último recurso.

El pasado 26 de marzo de 2009 se remitió al MITC la “*Propuesta de revisión de las tarifas integrales vigentes para el segundo trimestre de 2009*”, en la que se indicaba la necesaria actualización de las previsiones de demanda, ingresos y costes previstos para 2009, de acuerdo con la tendencia observada en la demanda eléctrica y en los precios del mercado mayorista.

El 7 de mayo de 2009 se publicó el Real Decreto-Ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. En el citado Real Decreto-Ley se determinan medidas para acotar el incremento del déficit, se define una senda progresiva para alcanzar la suficiencia de peajes de acceso en 2013 y se limita anualmente la cuantía de déficit de actividades reguladas. En particular, en el Real Decreto-Ley 6/2009 se establecen las siguientes medidas que hacen aconsejable la revisión de los costes de acceso de la Orden ITC/3801/2008, de 26 de diciembre, que justifican la revisión de las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009:

- Se excluye de la tarifa la financiación del segundo ciclo de combustible nuclear, con la excepción de los costes que se correspondan con centrales nucleares que han cesado su explotación.
- La compensación por el extracoste de generación en los sistemas insulares y extrapeninsulares previsto para 2009 será financiado en un 17% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.
- Se limita la detracción de los derechos de emisión asignados gratuitamente hasta el 1 de julio de 2009.

Para revisar las estimaciones de demanda de 2009 se ha solicitado a las empresas eléctricas la actualización de sus previsiones. Por una parte, se dispone de la demanda en barras de central (b.c.) de 2008 y de la previsión para 2009 del Operador del Sistema (OS) según un escenario de caída en la actividad económica significativa. Por otra parte, las empresas distribuidoras han enviado la actualización de las previsiones sobre número de clientes, consumos, potencias y facturaciones, desagregadas por grupo tarifario para 2009.

2.1 Actualización de la demanda para 2009

En el Cuadro 1 se presentan las previsiones de demanda para 2009, resultantes de considerar la información remitida por las empresas distribuidoras en junio de 2009. La demanda en barras de central prevista para 2009 se ha calculado aplicando las pérdidas estándares de la Orden ITC/3801/2008, a las previsiones de la demanda en consumo realizadas por las empresas.

Se observa que como resultado de actualizar las previsiones, el consumo real registrado en 2008, de acuerdo con la base de datos de las liquidaciones eléctricas resulta un 2% inferior a la previsión de cierre del ejercicio realizada en diciembre de 2008, como consecuencia de la fuerte desaceleración económica, que se acentuó en el cuarto trimestre de 2008. Análogamente, la demanda en consumo prevista para 2009 es 27.583 GWh inferior a la que se estimó en diciembre de 2008, lo que supone una disminución respecto a la demanda registrada en 2008 del 6,5% en términos de consumo y del 7,6% barras de central.

Cuadro 1. Comparación de las previsiones de la demanda (en GWh) realizadas en diciembre de 2008 y la actualizada en junio de 2009.

	Previsión realizada en Diciembre - 2008				Previsión actualizada				
	2008	2009	Tasa de variación		2008 (Real)	2009	Tasa de variación		
			2008 s/ 2007	2009 s/ 2008			2008 s/ 2007	2009 s/ 2008	
Demanda en consumo	260.923	265.975	2,9%	1,9%	254.877	238.392	0,5%	-6,5%	
Demanda b.c.	284.667	290.200	2,8%	1,9%	282.553	261.062	2,1%	-7,6%	
% pérdidas implícitas					10,9%	9,5%			

Fuente: CNE y empresas distribuidoras.

La previsión de la demanda en barras de central para 2009 es consistente con la disminución de la demanda registrada en los últimos 8 meses de año (desde junio de 2009 a diciembre de 2008) del 7% y es inferior a la tasa de variación acumulada de la demanda en barras de central registrada en el periodo comprendido desde enero hasta mayo de 2009 (-8,5%).

Existe una elevada incertidumbre sobre el impacto de la caída en la actividad económica sobre la demanda de electricidad en la segunda parte de 2009. La última previsión disponible de la demanda en barras de central para el cierre de 2009 proporcionada por el Operador del Sistema refleja una contracción de la demanda del -8,9% (257.394 GWh).

En el Cuadro 2 se incluyen las previsiones de demanda en consumo para 2009, desagregado por grupos tarifarios. Cabe señalar que, el consumo de los clientes conectados a redes de baja tensión registra una disminución por debajo de la media nacional, mientras que el consumo de los consumidores conectados en media y alta tensión registran caídas superiores a la media: del 8,8% para los consumidores conectados en media tensión y del 16% para los conectados en alta tensión. Se han ajustado los datos del número de clientes y potencias contratadas de acuerdo a las previsiones de demanda anteriores, a efectos de calcular la facturación estimada para 2009.

Cuadro 2. Demanda en consumo por niveles de tensión (en GWh): cierre de 2008 y previsión para 2009

	Año 2008				Previsión 2009	
	Tarifa	Mercado	% particip. mercado	Total	Mercado	% variación 09 sobre 08
BT	104.730	23.034	18,0%	127.764	125.982	-1,4%
2.0 A	67.418	9.390	12,2%	76.808	75.470	-1,7%
2.0 DHA	11.195	298	2,6%	11.493	11.328	-1,4%
3.0 A	26.116	13.347	33,8%	39.463	39.184	-0,7%
MT	17.110	60.476	77,9%	77.586	70.725	-8,8%
3.1 A	8.948	10.579	54,2%	19.528	18.414	-5,7%
6.1	8.162	49.897	85,9%	58.058	52.311	-9,9%
AT	23.950	25.399	51,5%	49.350	41.502	-15,9%
6.2	4.914	12.527	71,8%	17.441	14.561	-16,5%
6.3	3.789	5.067	57,2%	8.856	7.572	-14,5%
6.4	15.246	7.806	33,9%	23.052	19.369	-16,0%
TTS		177	100,0%	177	183	3,2%
Total	145.790	109.087	42,8%	254.877	238.392	-6,5%

Fuente: CNE y empresas eléctricas

2.2 Previsión de costes de acceso

En el Cuadro 3 se compara el escandallo de costes de acceso implícito en la Orden ITC/3801/2008 y la actualización de los mismos, teniendo en cuenta la última información disponible y el impacto de las modificaciones normativas introducidas por el Real Decreto-Ley 6/2009. Se han revisado aquellos componentes de coste cuya cuantía depende, en gran medida, de la evolución de la demanda y de los precios del mercado, variables que han registrado importantes caídas durante el último trimestre de 2008 (periodo en el que se realizaron las previsiones de demanda y costes para el 1 de enero de 2009) y el primer semestre de 2009. En particular, se ha actualizado la retribución de la distribución, las primas del régimen especial, la moratoria nuclear y los costes con cargo a cuotas.

En el Anexo II que acompaña al presente informe se describen las hipótesis consideradas para calcular el escandallo de costes actualizado.

Se observa que como consecuencia de la actualización de las previsiones de demanda y de precios de mercado para 2009, los costes de acceso se incrementarían en un 4,3% sobre los establecidos en la Orden ITC/3801/2008. Este incremento se debe, principalmente, al aumento de las primas del régimen especial (19,0%) y de la compensación extrapeninsular (7,2%), parcialmente compensado con una reducción del 5% de la retribución a la distribución y de las cuotas.

El incremento de costes de acceso que resulta de la actualización de las previsiones de demanda y precios de mercado (606 M€) es absorbido por el efecto de las medidas establecidas en el Real Decreto-Ley 6/2009 (-630 M€). No obstante, es importante señalar que si bien los costes de

acceso se mantienen, el coste medio de acceso aumenta un 11,4% como consecuencia de la contracción del consumo.

Cuadro 3. Escandallo de costes previsto para 2009 considerado en la Orden ITC/3801/2008 y escandallo de costes de acceso actualizado, con desglose del impacto del Real Decreto-Ley 6/2009. Miles de €

Costes de acceso	Orden ITC/3801/2008	Escenario actualizado	Diferencia (Miles €)	Diferencia (%)
Coste Transporte	1.344.021	1.344.021	-	0,00%
Coste Distribución	5.071.838	4.818.489	- 253.349	-5,00%
Coste Gestión Comercial	312.639	312.639	-	0,00%
Costes de diversificación	4.832.610	5.608.251	775.641	16,05%
Prima RE	4.008.563	4.772.167	763.604	19,05%
Resto	824.047	836.084	12.037	1,46%
Costes Permanentes	2.896.526	2.981.123	84.597	2,92%
Cuotas	132.904	124.302	- 8.602	-6,47%
Compensación extrapeninsular	1.295.213	1.388.412	93.199	7,20%
Déficit actividades reguladas	1.468.409	1.468.409	-	0,00%
Otros	- 51.050	- 51.050	-	0,00%
Costes de acceso (A)	14.406.584	15.013.473	606.889	4,21%
€/MWh	54,17	62,98	8,81	16,27%
Efectos RD-Ley 6/2009 (B)	-	- 630.062	- 630.062	
2º Ciclo combustible nuclear	-	-22.032	- 22.032	
Compensación extrapeninsular a PGE	-	-236.030	- 236.030	
Devolución derechos CO2	-	-372.000	- 372.000	
Costes de acceso (A) - Impacto RD-Ley 6/2009 (B)	14.406.584	14.383.412	- 23.172	-0,16%
Impacto en costes de acceso (%)	0,0%	-4,20%		
Coste medio de acceso (€/MWh)	54,17	60,34		11,39%

Fuente: CNE, Orden ITC/3801/20098 y Real Decreto-Ley 6/2009

3 ANÁLISIS DE LAS TARIFAS DE ACCESO INCLUIDAS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

3.1 Revisión de las tarifas de acceso a partir del 1 de julio de 2009

La propuesta de Orden establece un incremento del 9% en todos los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de baja tensión, con la excepción de los términos de energía del peaje de aplicación a los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW que discrimina su consumo en dos periodos (denominado peaje A DHA¹), que aumentan un 29,9% y un 112,4% en los periodos 1 y 2, respectivamente.

¹ De acuerdo con la nomenclatura de la "Propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica".

Asimismo, la propuesta de Orden establece un incremento del 11% en todos los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso aplicables a consumos en alta tensión (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Variación de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden respecto de las de la Orden ITC/3801/2009

Tarifa	Tp (€/kW y año)						Te (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
A	9,0%						9,0%					
A DHA	9,0%						29,9%	112,4%				
2.0 A	9,0%						9,0%					
2.0 A DHA	9,0%						9,0%	9,0%				
3.0 A	9,0%	9,0%	9,0%				9,0%	9,0%	9,0%			
3.1 A	11,0%	11,0%	11,0%				11,0%	11,0%	11,0%			
6.1	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
6.2	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
6.3	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
6.4	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
6.5 C. Internac.	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%

Fuente: Orden ITC/3801/2008 y propuesta de Orden

Esta Comisión, como ha manifestado en sucesivos informes, considera que los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso debieran ser el resultado de aplicar una metodología asignativa de costes.

No obstante, teniendo en cuenta el déficit de actividades reguladas existente y la incertidumbre sobre la evolución de la demanda, se considera adecuado el aumento lineal de los términos de potencia y energía, si bien sería deseable que las tarifas de acceso de aplicación a los clientes de potencia contratada inferior a 15 kW aumentaran por encima del resto, ya que, de acuerdo con la metodología asignativa de la CNE, son las que concentran mayor déficit.

Cabe señalar que De acuerdo con la metodología establecida en “Propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica” (en adelante propuesta OM TUR), de la que esta Comisión emitió su Informe 13/2009, para un escenario de precios de energía para el segundo semestre inferior a 44,4 €/MWh, las tarifas de último recurso podrían resultar inferiores a determinadas tarifas de referencia para el cálculo del bono social de aplicación a los clientes con potencia contratada comprendida entre 1kW y 10 kW establecidas en la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden, lo que podría dar lugar a un bono social negativo para determinadas tarifas en el caso planteado, no correspondiendo su aplicación.

En consecuencia, se proponen mayores incrementos de los términos de potencia y energía de los peajes de aplicación a consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW.

La propuesta de Orden que se informa establece los precios del peaje A, si bien la definición del mismo está recogida en la propuesta de OM TUR pendiente de publicación. En el Informe 13/2009, en relación con el citado peaje A, se señaló que no estaba justificada la diferenciación de un peaje distinto para los consumidores de menos de 10 kW de potencia, proponiéndose su eliminación. Adicionalmente, se indicaba que no se consideraba coherente con la metodología establecida en la citada propuesta de Orden, la aplicación coeficientes de discriminación sobre el consumo en lugar de precios diferenciados por periodos tarifarios para el peaje A DHA.

La propuesta de Orden establece los mismos términos de potencia y energía para los peajes A y 2.0 A, y el mismo término de potencia para los peajes A y 2.0 A con discriminación horaria. Sin embargo, los precios que resultan para el periodo 1 y 2 de aplicar los coeficientes de

discriminación de consumo (1,5 para el periodo 1 y 0,4 para el periodo 2) al precio del término de energía superan en un 19% y un 98% a los términos de energía del periodo 1 y 2 de la tarifa de acceso 2.0 A DHA, sin que se justifique esta diferenciación. .

Cabe señalar que, la relación de precios de los periodos 1 y 2 del resto de las tarifas con discriminación horaria no corresponde con los valores establecidos en la propuesta de Orden. Los términos de energía del peaje 2.0 A DHA contemplan una diferenciación de precios respecto del término de energía de la tarifa 2.0 A de 1,25 y 0,20 en los periodos 1 y 2, respectivamente, mientras que los términos de energía de las tarifas de referencia establecidas en la Disposición adicional tercera de la propuesta de Orden introducen una diferenciación de precios respecto del término de energía de la tarifa correspondiente sin discriminación horaria del 1,2 y 0,53 en los periodos 1 y 2, respectivamente.

En consecuencia, sobre los términos del peaje A DHA y sobre el diseño de las tarifas de acceso, esta Comisión se remite a las consideraciones incluidas en su Informe 13/2009 y se propone la eliminación del Peaje A/A DHA.

3.2 Impacto de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en los ingresos del sistema

Como resultado de aplicar las tarifas de acceso de la propuesta de Orden a las previsiones de potencias y consumos actualizadas para 2009, se obtienen unos ingresos de acceso, en términos anuales, de 9.683 M€, superiores en 886 M€ a los que resultan de aplicar las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2008.

Cuadro 5. Estimación de los ingresos de acceso para 2009 a los precios de la Orden ITC/3801/2008 y a los precios de la propuesta de Orden

	Consumo (GWh)	Ingresos Acceso (Miles €)		Diferencia	
		Precios Orden ITC/3801/2008 (A)	Precios Propuesta OM Julio 2009 (B)	(A) - (B) (Miles €)	(B) sobre (A) (%)
BT	125.982	6.835.060	7.504.941	669.881	9,8%
Peaje A	68.789	4.353.691	4.745.514	391.823	9,0%
Peaje A DHA	6.928	229.354	304.731	75.377	32,9%
2.0 A	6.681	372.927	406.489	33.563	9,0%
2.0 DHA	4.400	119.905	130.697	10.792	9,0%
3.0 A	39.184	1.759.184	1.917.510	158.326	9,0%
MT	70.725	1.650.889	1.832.494	181.606	11,0%
3.1 A	18.414	597.579	663.316	65.736	11,0%
6.1	52.311	1.053.309	1.169.179	115.870	11,0%
AT	41.502	310.994	345.204	34.210	11,0%
6.2	14.561	134.076	148.822	14.745	11,0%
6.3	7.572	58.698	65.154	6.455	11,0%
6.4	19.369	118.219	131.228	13.009	11,0%
TTS	183	786	786		
Total	238.392	8.797.729	9.683.426	885.697	10,1%

Fuente: Orden ITC/3801/2008, propuesta de Orden y CNE

Teniendo en cuenta que las tarifas de acceso establecidas en la propuesta de Orden entrarían en vigor el próximo 1 de julio de 2009, los ingresos de acceso del sistema en 2009 ascenderían a 9.241 M€ (resultado de sumar 8.798 M€ y la mitad de 885 M€), siendo insuficientes en 5.143 M€ en caso de considerar la actualización de costes de la CNE (que incluye la minoración de costes estimada por las modificaciones introducidas en el Real Decreto-Ley 6/2009).

Se observa que, según las estimaciones indicadas, el impacto de la reducción de ingresos derivado de la contracción de la demanda no ha sido corregido en su totalidad por el incremento de las tarifas de acceso, lo que da lugar a un incremento del déficit de acceso respecto del previsto en diciembre de 218 M€, a pesar de que las medidas del RDL 6/2009 sobre los costes de acceso han compensado (en más de 23 M€) el impacto de la caída de la demanda en la actualización de los costes de acceso para 2009 (en particular, la actualización de las primas de régimen especial y la compensación extrapeninsular).

Cuadro 6. Estimación del déficit de ingresos de acceso para 2009 (Miles de €)

	Diciembre 08	Junio 09
	Orden ITC/3801/2008	Propuesta actualizada
Ingresos de acceso (A)	9.481.799	9.240.577
Orden ITC/3801/2008	9.481.799	8.797.729
Impacto propuesta Orden 2º semestre		442.848
Costes de acceso (B)	14.406.584	14.383.412
Déficit de tarifas de acceso (A) - (B)	-4.924.785	-5.142.834

Fuente: Orden ITC/3801/2008, propuesta de Orden y CNE

El incremento necesario, en términos anuales, a aplicar a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2008 para cubrir la totalidad de los costes sería de un 48,6% en caso de considerar la actualización de costes propuesta por la CNE. Dichos incrementos estimados para que las tarifas de acceso sean suficientes y cubran la totalidad de los costes son coherentes con lo indicado en el informe 36/2008 de la CNE, y susceptible, en su caso, de revisión de determinadas partidas de costes de actividades reguladas.

3.3 Previsión del déficit de actividades reguladas

A efectos de estimar el déficit de actividades reguladas para 2009, teniendo en cuenta que hasta el 1 de julio de 2009 el coste de la energía incluido en las tarifas integrales es un componente de las actividades sujetas a liquidación, el déficit de las actividades reguladas estimado para 2009 ascendería a 3.997 M€ en caso de revisar los costes de la Orden ITC/3801/2008 según la estimación de la CNE (véase Cuadro 7). Este déficit es el resultado de sumar el déficit estimado de las tarifas de acceso y el superávit de energía previsto en el primer semestre de 2009. Cabe

señalar el impacto positivo en los ingresos de actividades reguladas, del coste de la energía incluido en las tarifas integrales respecto al coste liquidado por las distribuidoras, debido a la evolución moderada de los precios de mercado, en un escenario de caída de la demanda de electricidad (véase Anexo II).

Considerando que dicho déficit de actividades reguladas no puede superar los 3.500 M€ establecidos en el artículo 1 del RDL 6/2009, según las estimaciones de esta Comisión, sería necesario un incremento adicional del 10,3% en los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden, teniendo en cuenta las estimaciones realizadas sobre demanda y actualización de costes de acceso. Dicho incremento adicional sería necesario para absorber en el segundo semestre de 2009 el déficit de 497 M€ (diferencia entre los 3.997 € de déficit de actividades reguladas estimado para 2009 y el límite máximo permitido de 3.500 M€)

Alternativamente a la subida adicional del 10,3% de las tarifas de acceso a la propuesta de Orden para el segundo semestre de 2009, a efectos de absorber los 496,6 M€ de la estimación del déficit de actividades reguladas por encima de los 3.500 M€ que establece el RDL6/2009, cabría proponer una revisión a la baja de costes de actividades reguladas de forma que compensen la falta de ingresos por esta cuantía. Esta revisión podría producirse, por las propuestas explícitas realizadas en el presente informe (disminución de la distribución por la caída de la demanda y revisión a la baja de las cuotas de compensación extrapeninsular y OS) y, además, por la actualización a la baja de la retribución de actividades reguladas, tales como la gestión comercial, el Plan de Financiación Extraordinario de ELCOGAS, en particular, adaptando dicho coste en la segunda parte de 2009, a las directrices de la UE (32,32 M€ menos) y el Plan de Ahorro y Eficiencia Energética (308,9 M€ menos). Cabe destacar que esta Comisión considera imprescindible dicho Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, si bien debería ser financiado a través de un mecanismo diferente a su inclusión en la tarifa eléctrica. Análogamente, cabe señalar que mientras el coste del Servicio de Interrumpibilidad en el Mercado se previó en 750 M€, el efecto de la crisis económica está influyendo en la demanda de electricidad y potencia contratada, y por tanto, en las condiciones de aplicabilidad de los descuentos a los consumidores susceptibles de acogerse a los mismos. Asimismo, el valor de dicho descuento estaría afectado por la tendencia a la baja del precio de la energía registrado. En consecuencia el coste a liquidar por este concepto podrá resultar inferior al incluido en el escandallo de costes. Si bien se desconoce el impacto de dicha minoración, a efectos de estimar la cuantía pendiente de recuperación, si se aplica la reducción media anual estimada de la demanda (6,5%) la liquidación de dicho coste podría ascender a unos 50 M€ menos. La reducción de estos costes de acceso, en los términos señalados, supondría la mitigación del déficit de actividades reguladas estimado, que ascendería a 105 M€.

Cabe señalar que la no actualización en la propuesta de Orden de la retribución provisional de la actividad de distribución prevista en la Orden ITC/3801/2009 para el ejercicio 2009, con objeto de incorporar la información real del IPC interanual e IPRI interanual correspondientes al mes de octubre y el incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por cada empresa distribuidora en el año anterior, en los términos que ha estimado esta Comisión, llevaría a aumentar el déficit previsto en unos 254 M€ más.

Cuadro 7. Estimación del déficit de actividades reguladas para 2009 de acuerdo con la actualización del escenario de ingresos de la CNE

	Orden ITC/3801/2008	Escenario actualizado
Ingresos regulados (Miles €) (A)	13.529.230	13.529.230
<i>Ingresos tarifa integral 1er semestre 2009 (1)</i>	7.159.996	7.159.996
Coste acceso (2)	2.871.343	2.871.343
Coste implícito de la energía (3)	4.288.652	4.288.652
<i>Ingresos tarifas de acceso (4)</i>	6.369.234	6.369.234
Clientes TUR (a partir 1 de julio de 2009)	2.199.450	2.199.450
Resto clientes	4.169.784	4.169.784
Costes regulados (Miles €) (B)	17.548.971	17.525.799
Coste de energía 1er semestre 2009 (5)	3.142.387	3.142.387
Costes de acceso (6)	14.406.584	14.383.412
Déficit de liquidaciones (C) = (A) - (B)	- 4.019.741	- 3.996.569
Superávit de energía	1.146.265	1.146.265
Déficit de acceso	- 5.166.007	- 5.142.834
Déficit Legal (D)	- 3.500.000	- 3.500.000
Exceso de déficit (D) - (C)	519.741	496.569

Fuente: CNE y propuesta de Orden

Notas:

- (1) Los ingresos a tarifa integral previstos para el primer semestre de 2009 son el resultado de facturar la demanda prevista a las tarifas integrales de la Orden ITC/3801/2008.
- (2) El coste de acceso de los clientes en régimen de tarifa integral es el resultado de facturar las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2009 a la previsión de clientes en régimen de tarifa integral.
- (3) El coste de energía implícito en las tarifas integrales, resultado de restar a la facturación de los clientes a tarifa integral la facturación de acceso a los precios de la Orden ITC/3801/2008
- (4) Los ingresos por tarifas de acceso se resulta de considerar las tarifas de acceso vigentes en el primer semestre de 2009 y las tarifas de acceso de la propuesta de Orden en el segundo semestre de 2009.
- (5) El coste de la energía del primer semestre de 2009 se corresponde con las compras reales de las empresas distribuidoras en el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 14 de junio de 2009 y una estimación para el periodo comprendido entre el 15 y el 30 de junio. En concreto, se considera que el volumen de consumo comprendido es equivalente al de la primera quincena de junio y se valora a los precios de los precios de referencia de los contratos semanales FTB Week25-09 y FTB Week26-09 negociados en el mercado OMIP, empleando un factor de apuntamiento del 2,26% , resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con la demanda de los distribuidores llevada a mercado diario en las dos primeras semanas de junio de 2009, considerando el perfil de precios de mercado registrado durante las dos primeras semanas de junio de 2009.

- (6) Los costes de acceso tienen en cuenta el impacto de las modificaciones establecidas en el Real Decreto-Ley 6/2009.

El artículo 3 de la propuesta de Orden contempla la previsión del déficit de ingresos de actividades reguladas estimado para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2009, cifrando dicha previsión en 1.500 millones de euros.

Tal previsión se atiene a lo establecido en el artículo 1 del Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril, mediante el que se ha dado nueva redacción a la Disposición Adicional Vigésimo Primera de la Ley, la cual pasa a tener ocho apartados y a denominarse *“Suficiencia de los peajes de acceso y desajustes de ingresos de las actividades reguladas del sector eléctrico.”*

Las previsiones de dicha Disposición adicional vigésimo primera que se actualizan son:

- 1) El mandato contenido en el apartado 2 de que *“Hasta el 1 de enero de 2013, las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso reconocerán de forma expresa los déficit de ingresos que, en su caso, se estime que pueden producirse en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico.”*
- 2) La concreción en 1.500 millones de euros del déficit estimado para el semestre comprendido entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2009.

Se realizan las siguientes observaciones:

En primer lugar, se detecta una inconsistencia entre los períodos indicados respectivamente en el título y en el contenido del precepto comentado, ya que en el título se hace referencia al período comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre, mientras el texto lo hace al período comprendido entre 1 de enero y 30 de junio.

En relación con lo anterior, en el punto 2 de la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 se indica que *“si como resultado de las liquidaciones de las actividades reguladas en cada periodo, resultara un déficit de ingresos superior al previsto en la disposición adicional por la que se aprobaron los peajes de acceso, dicho déficit se reconocerá de forma expresa en las disposiciones de aprobación de los peajes de acceso del periodo siguiente”*.

Por su parte, la Disposición adicional novena del Real Decreto 485/2009 establece que *“a partir del 1 de julio de 2009 y hasta la desaparición del déficit de la tarifa, previos los trámites e informes oportunos, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio podrá revisar semestralmente las tarifas de acceso para asegurar la aditividad de las tarifas de último recurso”*.

De lo anterior se deduce que no es posible revisar las tarifas de acceso con anterioridad al 1 de enero de 2010 y, por tanto, el déficit que se reconoce en el artículo 3 de la propuesta de Orden debería corresponderse con la mejor previsión del déficit de ingresos de actividades reguladas para 2009 y, en cualquier caso, inferior al límite máximo reconocido en la Ley 54/1997, esto es, 3.500 M€.

Finalmente, si bien la Disposición Adicional Vigésimo primera de la Ley, y el apartado 2 de ésta resultan correctamente mencionados, se propone añadir la indicación *“... en la redacción dada a la misma por el Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril...”* Ello con el objeto de evitar cualquier posible confusión que pudiera derivar del hecho de que el apartado 2 de la Disposición Adicional 21 presenta un texto completamente diferente en su redacción previa a la entrada en vigor del Real Decreto-ley.

3.4 Sensibilidad del déficit de actividades reguladas a las variaciones de la demanda

En el Anexo IV del presente informe se presenta un ejercicio de sensibilidad del déficit de actividades reguladas a las variaciones de la demanda, a efectos de analizar el impacto que pudiera derivarse de una previsión de la demanda eléctrica más reducida aún que la considerada en el presente informe, teniendo en cuenta las incertidumbres al respecto.

4 COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

4.1 Consideraciones sobre los costes

La propuesta de Orden que se informa no ha actualizado los costes de acceso de la Orden ITC/3801/2008, si bien la publicación del Real Decreto-Ley 6/2009 el pasado 7 de mayo de 2009 establece el límite de 3.500 M€ al déficit de las actividades reguladas. Se considera necesario actualizar los costes de acceso con objeto de incluir en la propuesta de Orden la mejor estimación del déficit de actividades reguladas para 2009 y, en consecuencia, establecer las variaciones mínimas necesarias a aplicar a las tarifas de acceso vigentes para no sobrepasar dicho límite.

Retribución de la actividad de distribución

Se considera necesario actualizar la retribución provisional de la actividad de distribución prevista en la Orden ITC/3801/2009 para el ejercicio 2009, con objeto de incorporar la información real del IPC interanual e IPRI interanual correspondientes al mes de octubre y el incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por cada empresa distribuidora en el año anterior, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura.

De acuerdo con todo lo anterior, se obtiene para el año 2009 una retribución global prevista para las empresas distribuidoras peninsulares e insulares, sin incluir a las empresas distribuidoras acogidas hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 4.161.958 miles de €. El desglose de dicha cantidad por empresa o grupo empresarial se recoge en el Anexo II del informe.

Asimismo, teniendo en cuenta las actualizaciones de la retribución para 2009 de algunas empresas distribuidoras acogidas hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, ello de acuerdo con las solicitudes remitidas a esta Comisión por la Dirección General de Política Energética y Minas del ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la retribución para este colectivo de empresas para 2009 asciende a 337.631 miles de €.

Moratoria Nuclear

Se considera necesaria la revisión de la cuota destinada al pago de la Moratoria Nuclear. Como se pone de manifiesto en el Anexo III del presente informe, a fin de asegurar la existencia de saldo suficiente en la cuenta de Tesorería para hacer frente a los pagos de fecha 26 de abril de 2010, se propone incrementar la cuota afecta a la moratoria nuclear en las tarifas de acceso del segundo semestre de 2009, desde el 0,041% actual hasta el 0,28%.

Coste con cargo a Cuotas

Esta Comisión, señaló en su informe 36/2008 que existían diferencias significativas entre el importe medio resultante de la aplicación de las cuotas sobre los ingresos previstos y las retribuciones previstas.

En el Cuadro 8 se comparan los costes que se recuperan con cargo a cuotas y el resultado de aplicar los porcentajes establecidos en la Orden ITC/3801/2008 a la previsión de ingresos por tarifas integrales y por tarifas de acceso para 2009. Se observa, que excepto la cuota destinada a la Moratoria Nuclear, la recaudación por cuotas es superior a las retribuciones consideradas en el escandallo de costes previsto por esta Comisión para 2009.

Cuadro 8. Comparación de los costes que se recuperan con cargo a cuotas y el resultado de aplicar las cuotas establecidas en la Orden ITC/3801/2008 a la previsión de ingresos por tarifas integrales y por tarifas de acceso en 2009.

Ingresos regulados (miles €)	13.529.230
Ingresos tarifas integrales 1er semestre(miles €)	7.159.996
Ingresos tarifas de acceso (miles €)	6.369.234

Calculo cuotas

Costes con cargo a cuotas	Cuotas aplicables		Ingresos (Miles €)			Escandallo costes (Miles €) (D)	Diferencia (D) - (C) (Miles €)	% variación (C) sobre (D)
	% sobre tarifa integral	% sobre tarifa acceso	Ingresos sobre tarifa integral (A)	Ingresos sobre tarifa acceso (B)	Resultado cuotas (C) = (A) + (B)			
Costes permanentes								
Compensación extrapeninsular	4,912%	18,356%	351.699	1.169.137	1.520.836	1.388.412	132.423	9,5%
Operador del Sistema	0,137%	0,510%	9.809	32.483	42.292	37.517	4.775	12,7%
Costes de diversificación								
Moratoria Nuclear	0,011%	0,041%	788	2.611	3.399	15.037	- 11.638	-77,4%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	0,258%	0,966%	18.473	61.527	80.000	71.047	8.953	12,6%
Déficit de ingresos año 2005	1,379%	5,154%	98.736	328.270	427.007	379.051	47.956	12,7%

Fuente: CNE, Orden ITC/3801/2009 y propuesta de Orden

Por lo tanto, se considera que se deben actualizar las cuotas establecidas en la Orden ITC/3801/2008 con objeto de adecuarlas a los costes previstos. Se exceptúan a efectos del segundo semestre de 2009, tanto la cuota destinada a la recuperación de la 2ª parte del combustible nuclear según lo establecido en el Real Decreto– Ley 6/2009 (véase Anexo II), como la cuota de OMEL según se establece en el Real Decreto 485/2009.

Cabe señalar que la revisión de las cuotas debe incluir las destinadas a la retribución del Operador del Sistema, a pesar de que en la Orden ITC/3861/2008 se establezca que se incluirá en la liquidación 14 de 2009 las diferencias entre la retribución prevista y los ingresos resultantes de aplicar las cuotas consideradas, con objeto de ir adecuar los pagos a la retribución prevista y evitar que, transitoriamente, el sistema de liquidaciones financie a dicha empresa.

Finalmente, se considera importante señalar que en caso de que no se revisen las cuotas, de acuerdo con la nueva previsión de ingresos de la CNE para 2009, el déficit en la liquidación de actividades reguladas aumentaría en 194 M€.

4.2 Revisión de las primas de las tarifas y primas del régimen especial

La propuesta de Orden determina en su artículo 2 la revisión trimestral de las tarifas y primas de las instalaciones de cogeneración que utilizan combustible fósiles (a.1.1. y a.1.2), las de las instalaciones que utilizan otros residuos (c.2) y las de las instalaciones de tratamiento y reducción de residuos (d.1 y d.2), todo ello, conforme a lo dispuesto en el artículo 44 y el Anexo VII del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

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

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

La CNE considera, como ya ha manifestado en otras ocasiones, que dada la falta de transparencia existente en relación a los precios de suministro de gas natural a los cogeneradores que determina el mencionado Anexo VII, ya que éstos precios no son públicos, se debería modificar esta referencia, e indexar las actualizaciones trimestrales de las cogeneraciones con gas natural al índice ImpGN (índice de la materia prima del gas natural en ct€/kWhPCS) previsto en la Disposición final primera de la propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso, e informado positiva y recientemente por la CNE. La modificación parcial del procedimiento previsto en el Anexo VII es posible dado que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio tiene habilitación para ello.

Finalmente, se señala que existe una errata en el octavo párrafo de la exposición de motivos, en el que se definen los parámetros para calcular la variación de las tarifas y primas, ya que se hace referencia al decremento registrada en el IPC a partir del 1 de enero en lugar de 1 de julio.

4.3 Incumplimiento de la aprobación de los sistemas de equipos de telegestión

La disposición adicional primera de la propuesta de Orden, en uso de la habilitación normativa otorgada al Ministro por la disposición adicional primera del Real Decreto 485/2009, establece una fórmula para la minoración de la retribución de los distribuidores, a aplicar a partir de 1 de enero de 2010, por incumplimiento de las obligaciones relativas a *la aprobación de sistemas y equipos de telegestión*, sin que resulte claramente identificada la obligación incumplida, ya que las menciones normativas contenidas en el apartado 1 de la disposición comentada hacen referencia de modo confuso a aquéllas obligaciones, y a las relativas al incumplimiento de los planes de instalación de equipos de medida y control definidos en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007 .

Dada la indicación específica contenida en la fórmula, en la definición del parámetro X, parece que ha de entenderse que la conducta sancionable es no haber logrado la aprobación administrativa de los sistemas y equipos de telegestión.

Se realizan las siguientes observaciones:

- 1) La disposición de referencia, en los términos en que figura en la propuesta, resulta contraria a la seguridad jurídica. Podrá sancionarse la negligencia de la empresa en la solicitud de aprobación de los equipos, o los retrasos de tramitación que le sean imputables, pero no parece que pueda asociarse la penalización económica a un resultado que, al menos en ocasiones, puede ser ajeno a la voluntad de la sociedad afectada, e imputable a otro sujeto jurídico.

Se requiere, pues, la identificación y plasmación en la norma de los incumplimientos concretos de obligaciones de las sociedades distribuidoras a los que se asocia la aplicación de la penalización económica en su retribución. Se sugiere, por ello, la supresión en esta propuesta de Orden de la disposición adicional mencionada.

- 2) Respecto a la futura eventual implantación de esta minoración de la retribución de los distribuidores, una vez solventados los problemas de seguridad jurídica expuestos anteriormente, el mecanismo de aplicación de la misma habría de ser clarificado.

Si bien es coherente que el importe de las penalizaciones tenga la consideración de ingresos liquidables, su cálculo y aplicación mensual no puede hacerse directamente por la CNE, sino que habrá de ir precedido por la Resolución de la DGPEM que determine, en cada caso, los sujetos a quienes se ha de aplicar y el importe a minorar a cada sujeto.

El mecanismo de liquidación de actividades reguladas (en el que las liquidación es mensuales no son recurribles) no es compatible con la seguridad jurídica de los sujetos distribuidores afectados. El derecho de éstos a recurrir, en su caso, la minoración habrá de contemplarse en relación con la resolución de la DGPEM.

Por las razones expuestas, se considera conveniente regular esta materia en una norma integral que, en desarrollo de la habilitación normativa contemplada en la Disposición adicional primera del Real Decreto 485/2009, contemple adecuadamente y con garantías para los sujetos afectados y para el propio sistema de liquidación de ingresos regulados, tanto los supuestos de aplicación de la minoración económica propuesta, como el procedimiento para su integración en el sistema de liquidaciones.

4.4 Mecanismo de liquidación del bono social

El mecanismo de liquidación del bono social, encomendado a la CNE por la Disposición adicional segunda de la Propuesta sometida a informe, se configura como un sistema de pagos e ingresos a cuenta mensuales a cada agente, semejante en la forma al mecanismo de liquidación de actividades reguladas, y que concluye con una liquidación anual definitiva.

No obstante las semejanzas formales del procedimiento, la liquidación del bono social es ajena al concepto de liquidación de ingresos y costes regulados del sistema eléctrico, y su gestión resulta directamente atribuida a la CNE por el artículo 2, apartado 5 del Real Decreto-ley 6/2009, que establece que *“Las aportaciones recibidas se depositarán en una cuenta específica en régimen de depósito creada al efecto por la Comisión Nacional de Energía, que será responsable de su gestión.”*

Mediante el mecanismo descrito en la Disposición adicional segunda de la propuesta sometida a informe se concreta, en lo relativo a la regulación del procedimiento de liquidación, la habilitación normativa prevista en el artículo 2, apartado 5, primer párrafo, del Real Decreto-ley 6/2009: *“La financiación de este bono social será compartida por las empresas titulares de instalaciones de generación del sistema eléctrico. Por orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, se establecerán el procedimiento de liquidación y las aportaciones que correspondan a cada una de las empresas.”*

Toda vez que los porcentajes de aportación de las empresas generadoras han sido establecidos directamente en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto-ley (aunque en un futuro podrán ser modificadas las aportaciones de las empresas, a tenor de la habilitación contenida en el artículo 2.5 citado del Real Decreto-ley, así como, en su caso, podrá ser exonerada alguna de las empresas generadoras, en los términos establecidos en el mismo precepto del real Decreto-ley) la puesta en marcha del mecanismo de liquidación del bono social se concreta en los siguientes términos:

- Los cinco sujetos calificados como CUR en el artículo 2 del Real Decreto 485/2009 han de presentar a la CNE mensualmente la declaración de las facturaciones a sus consumidores a quienes han aplicado el bono social para determinar la cuantía total del bono social aplicado.
- La CNE ha de proceder a calcular la cuantía total del bono social soportado por el conjunto de los CUR, y proceder a su reparto entre los doce sujetos generadores que han de financiarlo según los porcentajes establecidos para cada uno de ellos en la Disposición Transitoria segunda del Real Decreto-ley.
- Conforme a la disposición adicional comentada, los cálculos se han de efectuar todos los meses, pero cada uno de los pagos a cuenta mensuales recoge, de forma acumulada, el cálculo desde 1 de enero del ejercicio de que se trate, hasta el último día del mes previo al anterior. Es decir, que, en una mecánica operativa similar a las de la liquidación de actividades reguladas, cada liquidación mensual ajusta y corrige las anteriores del año, estableciéndose el día 31 de marzo del año siguiente como fecha límite para la liquidación definitiva de cada ejercicio.

Al respecto cabe realizar las siguientes observaciones:

- 1) Si bien la mecánica de pagos y cobros se ha configurado de forma semejante a la de los pagos y cobros del sistema de liquidaciones, al objeto aparente de que los pagos y cobros se efectúen en la misma fecha (véanse apartados 1.4 y 1.5 de la disposición), en este caso no se

trata de pagos directos entre agentes, sino de pagos y cobros a través de la cuenta específica en régimen de depósito que la CNE ha de crear.

La circunstancia de que intervenga como mediadora la entidad bancaria, y la circunstancia de que en el procedimiento intervengan doce sujetos pagadores (los generadores son aquí deudores netos, salvo ajustes por error de períodos anteriores) y cinco sujetos acreedores (los CUR son, por su parte, acreedores netos, salvo ajustes) harán necesario regular meticulosamente las reglas operativas de la liquidación del bono social. Dado que la cuenta específica no dispone de remanente previo, ni de otros fondos que los que se generen mediante los pagos ordenados cada mes (pagos que han de ser aplicados de inmediato cada mes para que puedan hacerse efectivos los cobros) el impago de uno sólo de los sujetos generadores daría lugar a un desajuste, siendo deseable que se regulara esta circunstancia, y la aplicación de los fondos recaudados.

- 2) Parece necesario instrumentar mecanismos jurídicos que garanticen el pago puntual por los agentes. En este sentido, han de atenderse principalmente a dos aspectos:
 - a) Dado que este mecanismo no es parte del sistema de liquidaciones de actividades reguladas, ni los importes del bono social tienen el carácter de ingresos y costes liquidables, no resultan aplicables en principio, los tipos de infracción previstos en los artículos 60.5 y 61.20 de la Ley, salvo interpretación extensiva de los mismos al supuesto de incumplimiento de otro tipo de obligaciones, siendo tal interpretación extensiva contraria a los principios reguladores del derecho sancionador.
 - b) Tampoco resultan aplicables las Disposiciones adicionales decimoséptima y decimoctava de la ley, sobre devengo de intereses para los supuestos respectivos de impago de cuotas con destinos específicos, y de impago de liquidaciones de actividades reguladas.

Si bien es posible acometer la integración reglamentaria de los tipos de infracción indicados arriba, para que las conductas de incumplimiento en materia de bono social y de impago de liquidaciones del bono social resultaran sancionables, ello habría de hacerse en desarrollo reglamentario del Real Decreto-ley 6/2009, y al amparo de su Disposición Final Tercera, ya que la habilitación normativa otorgada al Ministro de Industria Turismo y Comercio en el artículo 2.5 del Real Decreto-ley para regular por orden el procedimiento de liquidación no resulta suficiente.

- 3) Se entiende que existe un error en el punto 1.1 al señalar que los comercializadores de último recurso han de enviar a la CNE la información “... con desglose de períodos y facturas...”, ya que, en caso contrario, el hecho de que se reciban en la CNE varios millones de facturas mensualmente, para comprobar tan que se ha facturado numéricamente bien, resulta de todo punto desproporcionado. Se considera que lo fundamental es comprobar si se cumplen los criterios para que se pueda aplicar el bono social – empadronamiento, cumplimiento de los criterios para familia numerosa, pensionista o desempleado-, esta comprobación sólo se puede verificar de forma muestral, con lo que recibir todas las facturas complicaría el proceso y sería de escasa utilidad.

Por todo lo anterior, sería preciso modificar la redacción cambiando “... con desglose de períodos y facturas...” por “... con desglose por períodos y facturación...” lo que permitiría realizar una primera verificación, tener una base para poder analizar la influencia del bono social sobre los diversos colectivos y poder realizar posteriormente una comprobación por muestreo.

4.5 Tarifas de referencia para la aplicación del bono social

La disposición adicional tercera recoge las tarifas de referencia para el cálculo del bono social de aplicación a los clientes acogidos a tarifa de último recurso que cumplan las condiciones establecidas en la disposición transitoria segunda del Real Decreto-Ley 6/2009 y normativa de desarrollo.

Cabe señalar que la estructura de las tarifas de referencia publicadas se corresponden con la tarifa social, la tarifa 1.0 y la tarifa 2.0.X actualmente vigentes y que los precios de los términos de potencia y energía se corresponden con los términos de potencia y energía de las tarifas integrales de la Orden ITC/3801/2008.

Se considera que, teniendo en cuenta el déficit en la liquidación de actividades reguladas existente y que las tarifas de acceso implícitas en estas tarifas de referencia se han incrementado un 9%, los precios de los términos de potencia y energía de las tarifas de referencia debieran reflejar, al menos, el aumento de los precios de las tarifas de acceso implícitas en las mismas.

Adicionalmente, se señala la necesidad de modificar la nota relativa al modo de facturar. En concreto, la nota correspondiente a la facturación del exceso de consumo, ya que se hace referencia al consumo promedio diario superior a 500 kWh. Al respecto, teniendo en cuenta que la facturación es mensual, se propone la siguiente redacción:

“Cuando el consumo mensual sea superior a 500 kW, a la energía consumida por encima de esa cuantía se le aplicará un recargo de 0,02839 €/kWh”

Finalmente, se señala que debe sustituirse en los títulos de los cuadros en los que recogen las tarifas de referencia para la aplicación del bono social la palabra “NUEVOS” y en el título del cuadro de las tarifas de referencia para la aplicación del bono social a los suministros de baja tensión sin discriminación horaria la palabra “CON”.

4.6 Disposición adicional primera. Servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad

La disposición transitoria primera de la propuesta de Orden modifica el plazo en el que los consumidores pueden solicitar al Operador del Sistema el informe de idoneidad para la prestación del servicio de interrumpibilidad para la temporada 2009/2010.

Actualmente, y de acuerdo con lo establecido en la Orden ITC/2370/2007, los plazos aplicables son los siguientes:

- Solicitud de informe del Operador del Sistema: antes de 1 de julio. El plazo de emisión del informe es de 1 mes.
- Solicitud de autorización administrativa: antes de 15 de septiembre. El plazo de emisión del informe es de 1 mes
- Solicitud de formalización del contrato: antes de 15 de octubre.
- Inicio de prestación del servicio: 1 de noviembre.

La disposición transitoria de la propuesta de Orden modifica para, la temporada 2009/2010, dos de los plazos aplicables, y deja indeterminados otros dos:

- Solicitud de informe del Operador del Sistema: hasta el 10 de septiembre de 2009.
- Solicitud de autorización administrativa: hasta el 10 de octubre de 2009 (por error la propuesta señala 2008).
- Solicitud de formalización del contrato al Operador del Sistema: “*una vez emitida la correspondiente autorización administrativa*”.
- Inicio de prestación del servicio: no se señala.

A falta de mayor detalle de la disposición transitoria primera, las lagunas de la misma deberían integrarse mediante la aplicación supletoria del capítulo III de la Orden ITC/2370/2007 pues, según parece, la disposición transitoria primera sólo modifica parcialmente dicho procedimiento, para la temporada 2009/2010.

Entre otras previsiones de dicho Capítulo III, debería entenderse que durante la temporada 2009/2010 se aplicará el plazo de 1 mes tanto para la emisión del informe de idoneidad por el Operador del Sistema como para el otorgamiento de la autorización administrativa por la Dirección General. Asimismo, debería entenderse, a falta de mayores previsiones de la disposición transitoria, que el inicio de la prestación del servicio se mantendría para el 1 de noviembre de 2009 para dicha temporada 2009/2010.

En consecuencia, los hitos propios del procedimiento para la prestación del servicio de interrumpibilidad en dicha temporada serían estos:

- Solicitud de informe del Operador del Sistema: hasta el 10 de septiembre de 2009. Plazo de emisión del informe: hasta **10 de octubre de 2009**.
- Solicitud de autorización administrativa: hasta el **10 de octubre de 2009**. Plazo de emisión de la autorización: hasta **10 de noviembre de 2009**.
- Solicitud de formalización del contrato al Operador del Sistema: “*una vez emitida la correspondiente **autorización administrativa***”.
- Inicio de prestación del servicio: **1 de noviembre de 2009**.

Como puede comprobarse, ello conduce a un solapamiento de diversas fechas:

1. El informe del Operador del Sistema, el cual debe acompañarse a la solicitud de autorización (artículo 11.2 de la Orden ITC/2370/2007), podría no estar emitido hasta el mismo día en que finaliza el plazo para la solicitud de dicha autorización.
2. La autorización administrativa podría no estar emitida hasta el 10 de noviembre de 2009, fecha en la que, se supone, debería estar ya iniciada la temporada 2009/2010 para la prestación del servicio de interrumpibilidad.
3. Alternativamente podría entenderse, que la Dirección General deba resolver la solicitud de autorización en los días comprendidos entre el 10 de octubre (como dice la disposición transitoria comentada) y el 15 de octubre (fecha prevista en el Capítulo III de la Orden ITC/2370/2007). Además de que tal plazo sería manifiestamente insuficiente para resolver la autorización, si así fuese, la disposición transitoria primera debería decirlo expresamente.
4. Queda indeterminada la fecha para la solicitud de formalización del contrato al Operador del Sistema. A tenor del apartado 2 anterior, si se retrasase la autorización administrativa, la solicitud de formalización del contrato, que debe ser posterior a dicha autorización (artículo 12.1 de la Orden ITC/2370/2007) podría tener lugar ya iniciada, se supone, la temporada para la prestación del servicio (el 1 de noviembre de 2009).

En consecuencia, se consideraría adecuado completar la regulación contenida en la disposición transitoria primera con objeto de proporcionar seguridad jurídica a los interesados en la prestación del servicio de interrumpibilidad.

5 CONCLUSIONES

La CNE expresa su desacuerdo sobre la Propuesta de Orden de la que emite el correspondiente informe preceptivo por las siguientes razones:

Primera. La propuesta de Orden no ha sido acompañada de la Memoria explicativa que justifique las hipótesis consideradas para la determinación de las tarifas de acceso, por lo que se desconoce la magnitud de la revisión de las previsiones de demanda, ingresos y costes para 2009. Se considera que es preciso que dicha información se aporte conjuntamente con la propuesta de Orden.

Esta Comisión ha indicado en sendas propuestas de revisión de tarifas integrales y de acceso remitidas al MITC en diciembre de 2008 y marzo de 2009, respectivamente, la incertidumbre existente sobre la caída de la demanda eléctrica en relación con la crisis económica, el descenso de los precios de las materias primas y de la electricidad, el acuerdo anunciado por MITC con las empresas eléctricas y la puesta en marcha del suministro de último recurso. Todas estas incertidumbres han dificultado la revisión de las tarifas de acceso en 2009.

Teniendo en cuenta la evolución que se está registrando en la demanda de electricidad y en los precios del mercado, las medidas establecidas por el RD-L 6/2009 respecto a determinadas partidas de costes de acceso y el límite al déficit de actividades reguladas para 2009 establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009, se considera necesario actualizar tanto las previsiones de demanda como costes de acceso y, consecuentemente revisar las tarifas de acceso vigentes, para el segundo semestre de 2009.

Segunda. Como señaló esta Comisión en su propuesta de 24 de marzo, la insuficiencia de las tarifas de acceso para cubrir todos los costes de acceso previstos para 2009, así como el impacto negativo de la caída de la demanda sobre los ingresos del sistema cuya magnitud es incierta, hacían aconsejable, al menos, mantener las tarifas integrales vigentes durante el segundo trimestre de 2009, en tanto las tarifas de acceso no fueran suficientes para cubrir los costes de acceso. No obstante, se debería haber aprovechado el superávit de energía entre el coste incluido en la tarifa integral y el realmente liquidado en el primer semestre de 2009 para haber aumentado las tarifas de acceso en el segundo trimestre de 2009, de forma que se mitigara el déficit de actividades reguladas generado en 2009 y se fijara una senda progresiva sin generar aumentos bruscos de subidas de tarifas de acceso, tales como los que se deberán establecer si no se reducen los costes de acceso en el futuro. Dicha recomendación fue realizada por esta Comisión en su Propuesta de revisión de la tarifa integral a partir del 1 de abril de 2009, aprobada por el Consejo de Administración el 24 marzo de 2009.

Tercera. De acuerdo con la metodología establecida en "*Propuesta de Orden por la que se establece el mecanismo de traspaso de clientes del mercado a tarifa al suministro de último recurso de energía eléctrica y el procedimiento de cálculo y estructura de las tarifas de último recurso de energía eléctrica*", de la que esta Comisión emitió su Informe 13/2009, para un escenario de precios de energía para el segundo semestre inferior a 44,4 €/MWh, las tarifas de último recurso podrían resultar inferiores a determinadas tarifas de referencia para el cálculo del bono social de aplicación a los clientes con potencia contratada comprendida entre 1kW y 10 kW establecidas en la disposición adicional tercera de la propuesta de Orden, lo que podría dar lugar a un bono social negativo para determinadas tarifas en el caso planteado, no correspondiendo su aplicación.

Cuarta. La actualización de las variables de facturación previstas para 2009 se ha elaborado por esta Comisión a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras, teniendo en cuenta la información sobre la evolución de la demanda en barras de central y la información disponible en la base de datos de liquidaciones.

La actualización del consumo para 2009 (238.392 GWh) con la última información disponible es inferior en 27.583 GWh a la considera en diciembre de 2008 (265.975 GWh) y supone una variación sobre el consumo real registrado en 2008 del -6,5%.

El impacto sobre los ingresos del sistema de la actualización de las previsiones de las variables de facturación para 2009 supondría una reducción estimada de los ingresos de acceso con las tarifas vigentes de 684 M€.

Quinta. La actualización de las previsiones de demanda y del coste de la energía para 2009, conllevan un aumento de los costes de acceso estimados de un 4,3% respecto a los establecidos en la Orden ITC/3801/2008. Este incremento se debe, principalmente, al aumento de la contribución de las primas del régimen especial en los costes de acceso (19,0%) y al aumento de la compensación extrapeninsular (7,2%), debido a la caída del precio de mercado en ambos casos. Dicho efecto sería parcialmente compensado con una reducción estimada del 5% de la retribución de la distribución, que esta Comisión propone que sea revisada de acuerdo con la caída de la demanda.

Sexta. La aplicación de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden a las previsiones de consumos y potencias de la CNE para 2009, da lugar a unos ingresos de 9.241 M€, cifra inferior en 5.143 M€ a los costes de acceso estimados, en caso de considerar la actualización de costes de la CNE, incluyendo el efecto de las modificaciones del Real Decreto-Ley 6/2009.

Cabe señalar que en la estimación del déficit de acceso no se han revisado las anualidades de déficit reconocidos de años anteriores, incluidos en el escandallo de costes de acceso para 2009. Dichas anualidades estarán afectadas, correspondientemente por el efecto de la detracción de los derechos de CO₂ en 2007 y 2008, pendiente de cálculo.

Teniendo en cuenta el superávit por la liquidación del coste de energía incluido en las tarifas integrales en el primer semestre de 2009 (estimado en 1.146 M€), el déficit en la liquidación de actividades reguladas en caso de revisar los costes de la Orden ITC/3801/2008, ascendería a 3.997 M€, por lo que sería necesario un incremento adicional de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de la propuesta de Orden del 10,3%, en términos semestrales, para alcanzar el límite de déficit de actividades reguladas establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009 para 2009 (3.500 M€). No obstante, sobre dicho incremento adicional estimado cabe señalar, nuevamente, la incertidumbre existente en las previsiones planteadas en el momento de realizar el informe de esta Comisión.

Alternativamente a la subida adicional del 10,3% de las tarifas de acceso a la propuesta de Orden para el segundo semestre de 2009, a efectos de absorber los 496,6 M€ de la estimación del déficit de actividades reguladas por encima de los 3.500 M€ que establece el RDL6/2009, cabría proponer una revisión a la baja de costes de actividades reguladas de forma que compensen la falta de ingresos por esta cuantía. Esta revisión podría producirse, por las propuestas explícitas realizadas en el presente informe (disminución de la distribución por la caída de la demanda y revisión a la baja de las cuotas de compensación extrapeninsular y OS) y, además, por la actualización a la baja de la retribución de actividades reguladas, tales como la gestión comercial, el Plan de Financiación Extraordinario de ELCOGAS, en particular, adaptando dicho coste en la segunda parte de 2009, a las directrices de la UE (32,32 M€ menos) y el Plan de Ahorro y

Eficiencia Energética (308,9 M€ menos). Cabe destacar que esta Comisión considera imprescindible dicho Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, si bien debería ser financiado a través de un mecanismo diferente a su inclusión en la tarifa eléctrica. Análogamente, cabe señalar que mientras el coste del Servicio de Interrumpibilidad en el Mercado se previó en 750 M€, el efecto de la crisis económica está influyendo en la demanda de electricidad y potencia contratada, y por tanto, en las condiciones de aplicabilidad de los descuentos a los consumidores susceptibles de acogerse a los mismos. Asimismo, el valor de dicho descuento estaría afectado por la tendencia a la baja del precio de la energía registrado. En consecuencia el coste a liquidar por este concepto podrá resultar inferior al incluido en el escandallo de costes. Si bien se desconoce el impacto de dicha minoración, a efectos de estimar la cuantía pendiente de recuperación, si se aplica la reducción media anual estimada de la demanda (6,5%) la liquidación de dicho coste podría ascender a unos 50 M€ menos. La reducción de estos costes de acceso, en los términos señalados, supondría la mitigación del déficit de actividades reguladas estimado, que ascendería a 105 M€.

Cabe señalar que la no actualización en la propuesta de Orden de la retribución provisional de la actividad de distribución prevista en la Orden ITC/3801/2009 para el ejercicio 2009, con objeto de incorporar la información real del IPC interanual e IPRI interanual correspondientes al mes de octubre y el incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por cada empresa distribuidora en el año anterior, en los términos que ha estimado esta Comisión, llevaría a aumentar el déficit previsto en unos 254 M€ más.

Séptima. Se considera que, de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1997 y el Real Decreto 485/2009, no es posible revisar las tarifas de acceso con anterioridad al 1 de enero de 2010 y, por tanto, el déficit a reconocer según el artículo 3 de la propuesta de Orden, debería corresponderse con la mejor previsión del déficit de ingresos de actividades reguladas para 2009 y, en cualquier caso, inferior al límite máximo permitido, esto es, 3.500 M€.

Octava. Se considera necesario proceder a la revisión de la cuota destinada al pago de la Moratoria Nuclear, a efectos de asegurar la existencia de un saldo suficiente en la cuenta de Tesorería para hacer frente a los pagos de fecha 26 de abril de 2010. Se propone incrementar la cuota afecta a la moratoria nuclear en las tarifas de acceso del segundo semestre de 2009, desde el 0,041% actual hasta el 0,28%. Análogamente, tal y como se ha indicado en informes de esta Comisión, se propone la revisión a la baja de las cuotas de los costes con destinos específicos (distintos a la Moratoria Nuclear), a efectos de adecuar su recaudación mediante cuotas a la previsión de su retribución para 2009. En caso contrario se registrará un déficit de actividades reguladas superior al estimado.

Novena. Se considera conveniente regular en una norma integral el cumplimiento de la aprobación de sistemas y equipos de telegestión, en desarrollo de la habilitación normativa contemplada en la Disposición adicional primera del Real Decreto 485/2009, de forma que se contemple adecuadamente y con garantías para los sujetos afectados y para el propio sistema de liquidación de ingresos regulados, tanto los supuestos de aplicación de la minoración económica propuesta, como el procedimiento para su integración en el sistema de liquidaciones.

Décima. En relación con el mecanismo de liquidación del bono social, se considera necesario regular tanto las reglas operativas de la liquidación del bono social como instrumentar mecanismos jurídicos que garanticen el pago puntual por los agentes.

Cabe señalar que, dado que la liquidación del bono social no forma parte del sistema de liquidaciones de las actividades reguladas del Real Decreto 2017/1997, de 26 de diciembre, los posibles impagos que se pudieran producir por parte de los generadores, consecuencia de este

mecanismo, serían difícilmente subsumibles en los hechos tipificados como constitutivos de infracción de la Ley 54/1997.

Se considera que las tarifas de referencia para el cálculo del bono social debieran recoger, al menos, el aumento de los precios de las tarifas de acceso implícitas en las mismas, máxime teniendo en cuenta el déficit en las tarifas de acceso existente.

NOTA DE CONFIDENCIALIDAD

La información contenida en el Anexo III relativa a la Moratoria Nuclear tiene carácter de confidencial.

ANEXO I ESCENARIO CLIENTES, POTENCIA Y CONSUMO

1. INTRODUCCIÓN

La CNE ha considerado necesario actualizar de las previsiones de potencia y consumo para el conjunto del año 2009 ante la pronunciada desaceleración de la actividad económica en la primera mitad del año 2009 y la consecuente caída en la demanda de electricidad.

Para llevar a cabo dicha actualización, se ha solicitado a las empresas distribuidoras Hidrocantábrico, Endesa, Iberdrola, Unión Fenosa y E.ON Distribución² sus nuevas previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por nivel de tensión y potencia contratada (en el caso de las tarifas de baja y media tensión) para el año 2009.

En el segundo apartado del presente anexo se describe el escenario de la CNE de consumos, número de clientes y potencias para el año 2009. En el tercer apartado, se describen las hipótesis utilizadas en la facturación de los consumos y potencias a los precios de las tarifas integrales y de acceso vigentes en el año 2009. En el cuarto apartado, se presentan los ingresos resultantes de facturar a todos los clientes del sistema a las tarifas de acceso de 2009. Finalmente, en el quinto apartado, se muestran los ingresos a tarifa integral correspondientes al primer semestre de 2009.

2. ESCENARIO DE DEMANDA

Con la información recibida y una vez agregadas las previsiones de las variables de facturación (número de clientes, potencias contratadas y consumos), se ha comprobado que dichas variables de facturación sean coherentes con la evolución observada de las mismas en la base de datos de Liquidaciones SINCRO³.

Para la elaboración del escenario CNE de demanda del año 2009 se ha considerado la demanda de electricidad del año 2008, desagregada por grupo tarifario, según la información disponible en la base de liquidaciones SINCRO para el total del sistema (mercado regulado y mercado liberalizado) y se le ha aplicado las tasas de variación de la demanda de 2009 respecto a 2008, desagregadas por nivel de tensión, proporcionadas por las empresas distribuidoras.

Para la previsión del número de clientes del año 2009 se ha considerado la información disponible en la base de Liquidaciones de SINCRO a 31 de diciembre de 2008 para el total del sistema y para la previsión de potencias contratadas/facturadas se han considerado las potencias correspondientes al mes de febrero de 2009 en SINCRO.

3. HIPÓTESIS DE FACTURACIÓN

Una vez elaborado el escenario de la CNE de consumos, número de clientes y potencias, se ha facturador a los clientes a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2008 y de la propuesta de Orden, para obtener los ingresos de acceso, y a las tarifas integrales de la Orden ITC/3801/2007, para obtener los ingresos a tarifa integral del primer semestre de 2009.

² Antigua Electra de Viesgo Distribución S.L.

³ Sistema de Información y Control para los Organismos Reguladores del sector eléctrico. Base de Datos de Liquidaciones de la CNE.

A continuación se describe brevemente el método de cálculo por concepto de facturación aplicado para obtener los ingresos correspondientes a 2009.

- Clientes en régimen de mercado

— *Facturación por término de potencia según tarifas de acceso:* resultado de aplicar los términos de potencia a la potencia facturada por periodo horario de cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Tp} = \sum_{i=1}^6 \text{Potencia contratada}_i * \text{Tp}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios aplicable en cada tarifa de acceso

— *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar los términos de energía al consumo por periodo horario según cada tarifa de acceso.

$$\text{Fact Te} = \sum \text{Consumo}_i * \text{Te}_i,$$

siendo “i” el número de periodos horarios

— *Facturación por energía reactiva:* no se calcula la facturación por energía reactiva.

— *Facturación por excesos de potencia:* no se factura por excesos de potencia.

- Clientes en régimen de tarifa Integral

- *Facturación por término de potencia:* resultado de aplicar el término de potencia a la potencia facturada por tarifa integral.

- Fact Tp = Potencia Facturada * Tp

- *Facturación por término de energía:* resultado de aplicar el término de energía al consumo previsto por tarifa integral.

- Fact Te = Consumo * Te

- *Complementos de facturación:*

Son aplicables a la tarifa de baja tensión 3.0.2 y a las tarifas integrales de alta tensión G.4 y tarifa D en el primer semestre de 2009. Cabe señalar que la facturación por energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad se obtiene como resultado de aplicar el porcentaje de facturación que representa este complemento, bien sobre la facturación básica, bien sobre la facturación por término de energía, obtenida anteriormente. En concreto,

- o Facturación Reactiva = % Reactiva * (Fact. Tp + Fact. Te)
- o Facturación discriminación Horaria (DH) = % DH * Facturación Te
- o Facturación Interrumpibilidad = % Interrump. * (Fact. Tp + Fact. Te)
- o Facturación Estacionalidad = % Estac. * Fact. Te

Los porcentajes aplicados por cada concepto y tarifa integral se obtienen de la información proporcionada por las empresas.

4. INGRESOS POR TARIFAS DE ACCESO

Se ha considerado un escenario de liberalización total, en el cual se factura a todos los consumidores, tanto en el régimen de tarifa integral como en régimen de mercado, a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2008 y de la propuesta de Orden en el año 2009.

Cabe señalar que para la facturación a las tarifas de acceso de todo el sistema (clientes en el mercado regulado y liberalizado) en el año 2009 y ante la desaparición de la tarifa D de distribuidores a partir del 1 de julio de 2009, se ha repartido el consumo de la tarifa D de distribuidores por grupo tarifario, utilizando la información sobre consumos del año 2007 remitida por las empresas distribuidoras acogidas a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997 en virtud de la Circular 2/2004, de 10 de junio, de la Comisión Nacional de Energía.

Se ha estimado el consumo correspondiente a la tarifa D en el año 2008 a partir de la información de la base de liquidaciones de SINCRO y una vez distribuido dicho consumo por grupo tarifario, se han aplicado las tasas de variación de la demanda total nacional en 2009 para cada nivel de tensión proporcionadas por las empresas distribuidoras para determinar el consumo de la tarifa D distribuido por grupo tarifario del año 2009.

Se presentan a continuación los ingresos de acceso resultantes de facturar a todo el sistema a las tarifas de acceso de la Orden ITC/3801/2008 y a las tarifas de acceso de la propuesta de Orden.

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos en Acceso. Año 2009

	Consumo (GWh)	Ingresos Acceso (Miles €)		Precio medio (c€/kWh)		Diferencia	
		Precios Orden ITC/3801/2008 (A)	Precios Propuesta OM Julio 2009 (B)	Precios Orden ITC/3801/2008 (C)	Precios Propuesta OM Julio 2009 (D)	(A) - (B) (Miles €)	(B) sobre (A) (%)
BT	125.982	6.835.060	7.504.941	5,425	5,957	669.881	9,8%
A	68.789	4.353.691	4.745.514	6,329	6,899	391.823	9,0%
A. DHA	6.928	229.354	304.731	3,310	4,398	75.377	32,9%
2.0 A	6.681	372.927	406.489	5,582	6,084	33.563	9,0%
2.0 DHA	4.400	119.905	130.697	2,725	2,970	10.792	9,0%
3.0 A	39.184	1.759.184	1.917.510	4,490	4,894	158.326	9,0%
MT	70.725	1.650.889	1.832.494	0,233	2,591	181.606	11,0%
3.1 A	18.414	597.579	663.316	3,245	3,602	65.736	11,0%
6.1	52.311	1.053.309	1.169.179	2,014	2,235	115.870	11,0%
AT	41.502	310.994	345.204	0,075	0,832	34.210	11,0%
6.2	14.561	134.076	148.822	0,921	1,022	14.745	11,0%
6.3	7.572	58.698	65.154	0,775	0,860	6.455	11,0%
6.4	19.369	118.219	131.228	0,061	0,678	13.009	11,0%
TTS	183	786	786	0,043	0,429		
Total	238.392	8.797.729	9.683.426	3,690	4,062	885.697	10,1%

Fuente: Orden ITC/3801/2008, propuesta de Orden, Sistema de Liquidaciones SINCRO y elaboración propia a partir de la información facilitada por las empresas.

5. INGRESOS POR TARIFAS INTEGRALES

La próxima desaparición de las tarifas integrales el 1 de julio de 2009 hace que para el cálculo de los ingresos a tarifa integral del año 2009 sólo se hayan considerado los consumos previstos de las tarifas integrales de baja tensión y de las tarifas G y D de distribuidores correspondientes al primer semestre de 2009.

Se muestran a continuación las previsiones de consumo e ingresos a las tarifas integrales de la Orden ITC/3801/2007 correspondientes al primer semestre de 2009.

Sistema Nacional. Previsiones de Consumos e Ingresos Tarifa Integral. Primer Semestre 2009		
Tarifa Integral	Consumo (GWh)	Ingresos Regulados (Miles €) Precios Orden ITC/3801/2008
Total Baja Tensión	51.604	6.798.473
Cientes con derecho a TUR	P ≤ 10 kW	33.097
	Sin discriminación horaria	29.780
	Tarifa Social	5
	1.0	95
	2.0.1	2.777
	2.0.2	16.222
	2.0.3	10.680
	Con discriminación horaria	3.318
	2.0.1	87
	2.0.2	1.029
2.0.3	2.201	
Cientes sin derecho a TUR	10 kW < P ≤ 15 kW	5.541
	3.0.1 sin DH	3.341
	3.0.1 con DH	2.200
	P > 15 kW	12.966
	3.0.2	12.966
Total Alta Tensión	7.111	361.523
Tarifa G	4.718	178.724
Tarifa D	2.393	182.798
TOTAL TARIFA INTEGRAL	58.715	7.159.996

Fuente: Sistema de Liquidaciones SINCRO y elaboración propia.

ANEXO II ACTUALIZACIÓN DEL ESCENARIO DE COSTES CONSIDERADO

ANEXO II. ACTUALIZACIÓN DEL ESCENARIO DE COSTES PREVISTO PARA 2009

Esta Comisión, utilizando la última información disponible, ha revisado el escenario de costes considerado en la Orden ITC/3801/2008.

En primer lugar, se actualizan las previsiones del coste medio de la energía, necesario para la revisión del resto de costes de acceso.

1 PREVISIÓN DEL COSTE MEDIO DE LA ENERGÍA

1.1 Coste medio de la energía del primer semestre de 2009

El volumen de energía de adquisición obligatoria en las subastas de OMIP establecido en las Órdenes ITC/1934/2008 e ITC/3789/2008 con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 3.267 GWh. Dicha cantidad de energía se ha adquirido en su totalidad a un precio medio de 52,62 €/MWh.

En relación a las subastas CESUR, las distribuidoras han adquirido energía con entrega en el primer trimestre de 2009 en la sexta, séptima y octava subastas. El volumen de energía con entrega en el primer trimestre de 2009 asciende a 13.405 GWh y su precio medio ha sido de 52,74 €/MWh.

El precio medio ponderado de la energía adquirida en el mercado al contado gestionado por OMIE por las distribuidoras (hasta el 14 de junio de 2009) ha sido 42,71 €/MWh. Para el resto de los días del mes de junio, se ha estimado el coste de la energía siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa, a partir de los precios de referencia de los contratos semanales FTB Week25-09 y FTB Week26-09⁴ negociados en el mercado OMIP, empleando un factor de apuntamiento del 2,26%⁵, resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado con la demanda de los distribuidores llevada a mercado diario en las dos primeras semanas de junio de 2009, considerando el perfil de precios de mercado registrado durante las dos primeras semanas de junio de 2009.

Se ha considerado la energía adquirida por las distribuidoras (hasta el 14 de junio de 2009) y se ha estimado que la energía a adquirir para el resto del periodo (15 al 30 de junio de 2009) a partir de la ya consumida en la última semana de junio realizada (del 8 de junio de 2009 al 14 de junio de 2009). Así la del 15 de junio, lunes, es coincidente con la del 8 de junio, lunes.

En el siguiente cuadro se resumen el coste de la energía previsto para el primer trimestre de 2009 resultante de considerar el procedimiento de cálculo descrito

⁴ Se toma como valor de referencia el último *Settlement Price* de OMIP disponible (el del día 12/06/09 para el contrato FTB Week25-09 y el día 16/06/09 para el contrato FTB Week26-09).

⁵ El factor de apuntamiento en este periodo se define como $F = (\sum_i^{336} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{336} p_i / 336)$. Donde p_i es el precio horario OMIE (dos primeras semanas de junio 2009) y q_i es la demanda de los distribuidores llevada a mercado diario en las dos primeras semanas de junio de 2009 (descontando la energía adquirida por los distribuidores en los diferentes mecanismos de contratación a plazo para este trimestre).

Mercado	Energía Adquirida	Peso Relativo (%)	(€/MWh)	Coste (Miles de €)
CESUR 6-7-8	13.404.688	22,09%	52,74	706.933.608
OMIP (1 ^{er} semestre)	3.266.787	5,38%	52,62	171.911.921
OMEL	44.018.277	72,53%	42,46	1.869.069.831
TOTAL	60.689.752	100%	45,28	2.747.915.361

1.2 Precio estimado para el año 2009

Del 1 de enero al 14 de junio de 2009 se dispone del precio realizado en OMIE, mientras que para el periodo restante se ha realizado una estimación siguiendo la metodología empleada en anteriores informes de propuesta de tarifa.

El precio realizado en OMIE (1 de enero al 14 de junio de 2009) se ha apuntado empleando un factor⁶ del 1,74%, resultante de comparar el precio medio de carga base y el precio medio ponderado por la energía adquirida en la casación del mercado horario durante el año 2008, considerando el perfil de precios de mercado registrados durante el 2008.

En cuanto a la estimación del coste de la energía resultante en el mercado organizado por OMIE para el periodo del 15 de junio a 31 de diciembre de 2009 se ha realizado a partir de precios medios los contratos FTB Week25-09, FTB Week26-09, FTB Q3-09 y FTB Q4-09 empleando el factor de apuntamiento previo (1,74%).

En relación a los contratos FTB Q3-09 y FTB Q4-09 se toma como valor de referencia el precio promedio de la energía negociada en el mercado OTC en la última semana (del 8 al 12 de junio).

En relación a los contratos FTB Week25-09 y FTB Week26-09 se toma como valor de referencia el último *Settlement Price* de OMIP disponible (el del día 12/06/09 para el contrato FTB Week25-09 y el día 16/06/09 para el contrato FTB Week26-09).

En el siguiente cuadro se observa que, de acuerdo con las hipótesis y la metodología anterior, el coste medio del mercado diario previsto para el año 2009 asciende a 42,26 €/MWh.

FECHA	Horas	€/MWh (Aritmetico)	€/MWh (Apuntado)	€/MWh (Aritmético y ponderado por el número de horas)	€/MWh (Apuntado y ponderado por el número de horas)
12/6/09	384	39,00	39,88	40,17	42,46
16/12/09		39,00	39,88		
<i>SP OMIP (FTB Week25 y FTB Week26)</i>		39,00	39,88		
<i>Omel (1 de enero-14 de junio de 09)</i>	3959	40,28	42,71		

⁶ El factor de apuntamiento en este periodo se define: $F = (\sum_i^{8760} p_i q_i / q_i) / (\sum_i^{8760} p_i / 8760)$. Donde p_i es el precio horario OMIE del 2008 y q_i es el volumen de energía horario adquirido en la casación española en el 2008.

2 COSTES DE ACCESO

2.1 *Retribución a la distribución*

La determinación de la retribución de la actividad de distribución se basa en lo dispuesto en el artículo 8 y, en su caso, en la disposición transitoria cuarta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. La fórmula de actualización de la retribución del año anterior establecida en el artículo 8 del citado Real Decreto 222/2008 precisa de los datos tanto del IPC interanual como del IPRI interanual correspondientes al mes de octubre. Por su parte, la fórmula para el cálculo de la retribución por incremento de actividad (término Y de la fórmula del artículo 8) plasmada en la disposición transitoria cuarta del reiterado Real Decreto 222/2008 precisa de los datos tanto del IPC interanual como del IPRI interanual correspondientes al mes de octubre del año anterior, así como del incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por cada empresa distribuidora en el año anterior, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura. Al respecto, y tal y como se puso de manifiesto en la *“Propuesta de revisión de las tarifas de acceso para 2009 y revisión de las tarifas integrales vigentes para el primer trimestre de 2009”*, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 7 de noviembre de 2008, a la hora de elaborar dicho informe no se disponía de los datos relativos al IPC interanual e IPRI interanual correspondientes al mes de octubre, ni del incremento de la demanda media anual en abonado final en las instalaciones de distribución gestionadas por cada empresa distribuidora en el año anterior, una vez corregido el efecto de laboralidad y temperatura. Por ello, una vez disponibles dichos datos, se actualiza la previsión de la retribución de la actividad de distribución correspondiente al año 2009. No obstante, y tal y como se puso de manifiesto en el *“Informe 36/2008 de la CNE sobre la propuesta de Orden por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2009”*, aprobado por el Consejo de Administración de la CNE con fecha 18 de diciembre de 2008, la retribución de la actividad de distribución ahora calculada debe considerarse provisional toda vez que la misma debe ser revisada tan pronto se disponga de las auditorias de las inversiones ejecutadas en el año 2008 por parte de las empresas distribuidoras, ello con el objeto de comprobar si el incremento de retribución reconocido a cada empresa distribuidora por incremento de la actividad se corresponde, o no, con el esfuerzo inversor realizado en el año 2008 por cada una de ellas.

De acuerdo con todo lo anterior, se obtiene para el año 2009 una retribución global prevista para las empresas distribuidoras peninsulares e insulares, sin incluir a las empresas distribuidoras acogidas hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 4.161.958 miles de €, lo que representa un incremento del 2,72 % respecto a los 4.051.628 miles de € establecidos en la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 17 de marzo de 2009, por la que se corrige la Resolución de 14 de octubre de 2008, por la que se revisa la retribución de las empresas distribuidoras sujetas a liquidaciones una vez corregido el incremento de la demanda de cada una de ellas por los efectos de laboralidad y temperatura, para el año 2008.

El desglose de dicha cantidad por empresa o grupo empresarial es el mostrado en el cuadro adjunto:

Empresa o grupo empresarial	(Miles de euros)
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U.	1.404.973
Unión Fenosa Distribución, S.A.	659.261
Hidrocantábrico Distribución Eléctrica, S.A.	133.344
E.On Distribución, S.L.	126.983
Endesa (peninsular)	1.530.465
Endesa (extrapeninsular)	306.386
FEVASA	171
SOLANAR	375
Total	4.161.958

Por su parte, teniendo en cuenta las actualizaciones de la retribución para 2009 de algunas empresas distribuidoras acogidas hasta ahora a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, ello de acuerdo con las solicitudes remitidas a esta Comisión por la Dirección General de Política Energética y Minas del ministerio de Industria, Turismo y Comercio, la retribución para este colectivo de empresas para 2009 asciende a 337.631 miles de €.

Por tanto, la retribución global prevista para las empresas distribuidoras en el año 2009 asciende a 4.499.589 miles de €, cantidad que no incluye ni los 10.000 miles de € destinados a planes para realizar la limpieza de la vegetación de las márgenes por donde discurren las líneas eléctricas de distribución (punto 4 del artículo 2 de la ORDEN ITC/3801/2008 de tarifas 1 de enero de 2009), ni los 312.639 miles de € destinados a la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras (punto 5 del artículo 2 de la ORDEN ITC/3801/2008 de tarifas 1 de enero de 2009).

2.2 Primas de régimen especial

El Cuadro siguiente recoge la previsión de potencia y energía vertida por el régimen especial, incluidas las instalaciones de régimen ordinario que perciben prima según el artículo 45 del RD 661/2007, correspondiente al sistema español (peninsular y extrapeninsular), así como la retribución total prevista para el año 2009, considerando los costes unitarios reales habidos durante los cuatro primeros meses de dicho año.

Asimismo, se recoge el cálculo de la prima equivalente como diferencia entre la retribución total y la energía vendida valorada al precio medio del mercado previsto de 42,46 €/MWh.

Previsión de energía, potencia y retribución del Régimen Especial en 2009

AÑO	TECNOLOGIA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Nº Instalaciones	Retribución Total (Miles €)	Precio Medio Retribución Total (cent€/kWh)	Precio Medio Liquidación Mercado (cent€/kWh)	Prima equivalente (miles €)	Prima equivalente (c€/kWh)
2009	COGENERACIÓN	6.476	22.126	929	1.972.254	8,914	4,246	1.032.782	4,668
	SOLAR	4.123	4.123	61.972	1.867.706	45,300	4,246	1.692.644	41,054
	EÓLICA	16.494	33.004	738	2.712.860	8,220	4,246	1.311.493	3,974
	HIDRÁULICA	2.064	4.837	994	400.119	8,272	4,246	194.741	4,026
	BIOMASA	611	2.596	105	290.035	11,171	4,246	179.796	6,925
	RESIDUOS	608	2.871	36	210.672	7,339	4,246	88.786	3,093
	TRAT.RESIDUOS	594	3.314	47	412.642	12,451	4,246	271.925	8,205
Total 2009		30.970	72.871	64.820	7.866.287	10,795	4,246	4.772.167	6,549
<i>Incremento medio s/ 2008</i>		<i>7%</i>	<i>7%</i>	<i>22%</i>	<i>2%</i>	<i>-5%</i>	<i>-34%</i>	<i>44%</i>	<i>35%</i>
COSTE PREVISTO INICIALMENTE EN LA TARIFA DE 1.1.2009								4.008.563	
DIFERENCIA A INCLUIR EN LA TARIFA DE 1.7.2009								763.604	

Fuente:CNE

Se calcula la potencia instalada a final de cada año, considerando la misma tendencia de crecimiento que la registrada en los últimos años para cada grupo de tecnología. Para todas las tecnologías, se considera el tipo de funcionamiento medio de los últimos años.

2.3 Compensación extrapeninsular

Se ha estimado para 2009 la "Compensación insular y extrapeninsular" como diferencia entre, por una parte, el coste de generación en régimen ordinario en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) y, por otra parte, los ingresos derivados de las adquisiciones de energía por parte de los distribuidores y comercializadores de los SEIE, valorados a precio medio del mercado peninsular.

El coste de generación en régimen ordinario de los SEIE se obtiene como resultado de multiplicar a la demanda en b.c. que se prevé será cubierta por instalaciones en régimen ordinario prevista por esta Comisión para el año 2009, por el coste medio de generación en régimen ordinario previsto por el OS para el mismo año. De acuerdo con la información facilitada, este coste se ha calculado aplicando el sistema retributivo establecido en las Órdenes de desarrollo del Real Decreto 1747/2003, de 19 de diciembre, a la previsión de generación de las distintas centrales que componen dichos sistemas.

Costes de la producción en régimen ordinario en los SEIE

AÑO	COSTES GENERACIÓN R.O. SEIE	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	Coste Fijo (millones €)	Coste Variable (millones €)	Coste Total (millones €)	Coste Total (c€/kWh)
2009	BALEARES	2.050	5.583	154	485	639	11,449
	CANARIAS	2.825	8.423	294	1.033	1.327	15,571
	CEUTA	66	209	9	27	36	17,155
	MELILLA	77	195	12	25	37	18,890
Total 2009		5.018	14.410	469	1.570	2.039	14,147

Fuente: CNE y OS

Los ingresos derivados de las adquisiciones de energía por parte de los distribuidores y comercializadores valorados a precio medio del mercado peninsular resultan de multiplicar la demanda en b.c. prevista por la CNE para el ejercicio 2009 por el precio medio de energía del mercado diario previsto para el año 2009 (42,46 €/MWh) y suponiendo un coste medio de los servicios complementarios equivalente al valor medio registrado en el periodo comprendido entre octubre de 2007 y septiembre de 2008.

En el Cuadro siguiente se incluyen los ingresos esperados para la producción en régimen ordinario en las liquidaciones de los despacho de costes variables en los SEIE.

Ingresos provenientes del despacho de costes variables para la producción en régimen ordinario en los SEIE

INGRESOS DE LA DEMANDA	Energía adquirida	Precio Mercado	Precio SS.CC (c€/kWh)	Precio Total (millones €)	Precio Total (c€/kWh)
Total 2009	14.410	4,246	0,266	650	4,512

Fuente: CNE

Asimismo, en el Cuadro siguiente se determina por diferencia entre costes e ingresos la compensación insular y extrapeninsular estimada por la CNE para 2009. Asimismo, se obtiene la compensación neta una vez que se descuenta el importe a traspasar a Presupuestos Generales del Estado, de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional primera del RD-L 6/2009.

Compensación para la producción en régimen ordinario en los SEIE

COMPENSACIÓN SEIE REG. ORDINARIO	Energía adquirida (GWh)	Compensación (millones €)	Compensación (c€/kWh)
TOTAL 2009	14.410	1.388	9,635
DESCUENTO A PRESUPUESTOS GENERALES DEL ESTADO 2009 (-17%)		-236	
TOTAL 2009 A INCLUIR EN LA TARIFA DE ACCESO		1.152	
COMPENSACIÓN PREVISTA INICIALMENTE EN LA TARIFA DE 1.1.2009		1.295	
DIFERENCIA A INCLUIR EN LA TARIFA DE 1.7.2010		-143	

Se considera importante señalar que en el cálculo provisional de la compensación insular y extrapeninsular correspondiente al año 2009, no se ha incluido la previsible diferencia existente para el año 2008 entre la compensación prevista en la Orden ITC/3860/2007 y la compensación real que resulte para dicho ejercicio.

2.4 Coste de la interrumpibilidad en el mercado

No ha sido posible actualizar la previsión del coste del servicio de interrumpibilidad en el mercado, por no disponer de la información necesaria.

2.5 Costes con destinos específicos

Se ha modificado el importe de la retribución de la CNE con objeto de reflejar el nuevo escenario de demanda considerado, así como la modificación de la tasa de la CNE realizada en el Real Decreto 485/2009.

Asimismo, se ha modificado el importe de la moratoria nuclear, con objeto de reflejar tanto el nuevo escenario de la demanda como la modificación de la cuota a aplicar a partir del 1 de julio de 2009 propuesta por esta Comisión (0,28%).

No ha sido objeto de revisión la retribución del Operador del Sistema, ya que de acuerdo a lo establecido en el punto 4 del artículo 6, las diferencias, positiva o negativa, entre la retribución de dichos organismos y la recaudación mediante la aplicación de las cuotas establecidas en dicha Orden tiene la consideración de ingresos liquidables.

Se ha eliminado la parte correspondiente al Operador del Mercado del segundo semestre de 2009 teniendo en cuenta que será retribuido con cargo a las comisiones que a partir del 1 de julio de 2009, de acuerdo con el Real Decreto 485/2009.

2.6 Modificaciones del Real Decreto-Ley 6/2009

Por último, y con objeto de reflejar las modificaciones introducidas por el Real Decreto-Ley 6/2009, se ha procedido a actualizar los siguientes conceptos:

Importe destinado al 2º parte del combustible nuclear

El importe destinado a la 2º parte del combustible nuclear se ha calculado considerando tanto el nuevo escenario de ingresos considerado, como la aplicación de lo establecido en el artículo 3 del citado Real Decreto-Ley.

No obstante, en el momento de emisión del presente informe no se ha procedido a la creación de la Entidad Pública Empresarial ENRESA, por lo que se ha supuesto que la constitución efectiva de dicha sociedad se produce el 1 de julio de 2009.

Minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión en 2009

De acuerdo con la propuesta de “*Orden por la que se regula, para el año 2008 y el primer semestre de 2009, la minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero asignados gratuitamente*”, remitido por el MITyC a la CNE con fecha 25 de mayo de 2009, en desarrollo del Real Decreto-Ley 11/2007, y durante una vigencia hasta el 30 de junio de 2009, conforme a lo dispuesto en el Real Decreto-Ley 6/2009, se han estimado las cantidades siguientes:

Minoración de la retribución de la producción de energía eléctrica por el valor de los derechos de emisión

Primer semestre 2009	Minoración (€)
Instalaciones asignatarias de derechos gratuitos	-192.507.437
Instalaciones no asignatarias	-179.045.457
TOTAL	-371.552.894

Esta cifra resulta de tener en cuenta una cotización del derecho de CO₂ en el mercado durante el primer semestre de 2009 de 12,33 €/t CO₂.

En el siguiente cuadro, se resume el escenario de costes previsto para 2009 considerado en la Orden ITC/3801/2008 y el resultante de considerar la última información disponible. Se observa que los costes se han incrementado en un 4,3% sobre los inicialmente previstos, como consecuencia del incremento registrado en las primas del régimen especial, del registrado en la compensación extrapeninsular, parcialmente compensado por la reducción de la retribución a la distribución.

Coste de acceso (Miles €)	Año 2009		Escenario actualizado vs Orden ITC/3860/2007	
	Orden ITC/3801/2008	Escenario actualizado	Miles de €	Tasa de variación
Transporte	1.344.021	1.344.021	-	0,0%
Empresas Peninsulares	1.207.097	1.207.097	-	0,0%
REE	1.129.116	1.129.116	-	0,0%
Resto peninsulares	77.981	77.981	-	0,0%
Extrapeeninsulares	136.924	136.924	-	0,0%
Distribución	5.071.838	4.818.489	- 253.349	-5,0%
Retribución a la Distribución	4.416.022	4.161.958	- 254.064	-5,8%
Distribuidores D.T 11ª	336.916	337.631	715	0,2%
Eficiencia energética	308.900	308.900	-	0,0%
Limpieza de márgenes	10.000	10.000	-	-
Gestión Comercial	312.639	312.639	-	0,0%
Seguridad de suministro	750.000	750.000	-	0,0%
Sistema de interrumpibilidad en mercado	750.000	750.000	-	0,0%
Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento	74.047	86.084	12.037	16,3%
Moratoria Nuclear	3.000	15.037	12.037	401,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	71.047	71.047	-	0,0%
Prima del Régimen Especial	4.008.563	4.772.167	763.604	19,0%
Costes permanentes	1.428.117	1.512.714	84.597	5,9%
Compensación extrapeeninsulares	1.295.213	1.388.412	93.199	7,2%
Operador del Sistema	37.517	37.517	-	0,0%
Operador del Mercado	11.140	5.570	- 5.570	-50,0%
CNE	19.746	16.714	- 3.032	-15,4%
ELCOGÁS	64.501	64.501	-	0,0%
Déficit de actividades reguladas	1.468.409	1.468.409	-	0,0%
Déficit peninsular años 2000, 2001, 2002	220.897	220.897	-	0,0%
Déficit de ingresos año 2005	379.051	379.051	-	0,0%
Déficit de ingresos año 2006	211.449	211.449	-	0,0%
Déficit extrapeeninsular 2003 - 2005	188.989	188.989	-	0,0%
Déficit de ingresos año 2007	119.538	119.538	-	0,0%
Déficit de ingresos año 2008	348.485	348.485	-	0,0%
Ingresos por exportaciones	- 51.050	- 51.050	-	0,0%
Total Acceso	14.406.584	15.013.473	606.889	4,2%
Efecto RD-L 6/2009				
2º ciclo combustible nuclear	-	- 22.032	- 22.032	
Compesación extrapeeninsular PGE	-	- 236.030	- 236.030	
Devolución derechos CO₂	-	- 372.000	- 372.000	
Total	-	- 630.062	- 630.062	
Total ACCESO	14.406.584	14.383.412	- 23.172	-0,2%

ANEXO III CUOTA DE LA MORATORIA NUCLEAR (CONFIDENCIAL)

ANEXO III. CUOTA RELATIVA A LA MORATORIA NUCLEAR

CONFIDENCIAL



ANEXO IV

SENSIBILIDAD DEL DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADAS A VARIACIONES DE DEMANDA

ANEXO IV. ANÁLISIS DE LA SENSIBILIDAD DEL DÉFICIT DE ACTIVIDADES REGULADAS A VARIACIONES DE LA DEMANDA DE ELECTRICIDAD

A continuación, se presenta un ejercicio de sensibilidad del déficit de actividades reguladas a las variaciones de la demanda, a efectos de analizar el impacto que pudiera derivarse de una previsión de la demanda eléctrica más reducida aún que la considerada en el presente informe, teniendo en cuenta las incertidumbres al respecto.

Para realizar el citado ejercicio de sensibilidad se han considerado las siguientes hipótesis:

Demanda en b.c.

Se toma como escenario central de demanda, el previsto por la CNE para 2009 según la información proporcionada por las empresas en junio de 2009. Esto es, la demanda en barras de central prevista para el año 2009 es de 261.062 GWh, lo que supone una reducción respecto a la demanda en barras de central del año 2008 del 7,6%. Se consideran cuatro escenarios de demanda adicionales, dos superiores y dos inferiores a la demanda prevista por la CNE para 2009.

Demanda en consumo

La demanda en consumo asociada a la demanda en barras de central de cada uno de los cuatro escenarios se ha calculado la considerando unas pérdidas implícitas similares a las del escenario central (9,5%). La demanda en consumo por grupo tarifario se realiza manteniendo la estructura de consumos del escenario central resultante de la actualización de las previsiones para 2009.

Ingresos regulados

Los ingresos regulados del primer semestre son los mismos en todos los escenarios considerados. Es decir, se supone que las variaciones de la demanda únicamente afectan al consumo del segundo semestre de 2009, por lo que se suponen conocidos los ingresos por tarifas integrales y tarifas de acceso resultantes de aplicar los precios de la Orden ITC/3801/2008.

Los ingresos por tarifas de acceso del segundo semestre son resultado de facturar a cada uno de los escenarios de demanda en consumo considerada a las tarifas de acceso de la propuesta de Orden.

Costes regulados

Se considera que el único componente de coste de acceso que se modifica ante variaciones en la demanda es la compensación extrapeninsular, manteniéndose el resto de componentes coste. Cabe señalar que, por simplicidad no se modifican los componentes de coste regulados que se recaudan vía cuota.

En el cuadro 1 se resume el resultado del ejercicio de sensibilidad planteado. Se observa que, con las hipótesis consideradas, una reducción de la demanda en barras de central respecto del escenario de la CNE actualizado del 1,4%, supone una reducción de los costes regulados del 0,1% (10.721 Miles de €) y un incremento del déficit del 0,8% (30.357 Miles de €). Es decir, una disminución de la demanda de un punto porcentual respecto de la prevista por la CNE supone un incremento del déficit de actividades reguladas de 0,5 puntos porcentuales.

Cuadro 1. Análisis de la sensibilidad del déficit de actividades reguladas a la previsión de la demanda en barras de central. Año 2009

		Previsión Operador del Sistema	Previsión CNE actualizada		
Demanda 2009 (GWh)	253.726	257.394	261.062	264.729	268.397
Incremento s/real 2008	-10,2%	-8,9%	-7,6%	-6,3%	-5,0%
Incremento sobre el central	-2,8%	-1,4%	0,0%	1,4%	2,8%
Costes regulados (Miles €)	17.504.357	17.515.078	17.525.799	17.536.520	17.547.241
Costes de acceso	14.361.970	14.372.691	14.383.412	14.394.133	14.404.854
Coste de energía 1er semestre 2009	3.142.387	3.142.387	3.142.387	3.142.387	3.142.387
Variación de los costes sobre el escenario central					
Miles de €	- 21.442	- 10.721	-	10.721	21.442
%	-0,1%	-0,1%	0,0%	0,1%	0,1%
Ingresos regulados (Miles €)	13.450.468	13.488.152	13.529.230	13.563.520	13.601.204
<i>Clientes a tarifa integral 1er semestre 2009</i>	7.159.996	7.159.996	7.159.996	7.159.996	7.159.996
Coste acceso	2.871.343	2.871.343	2.871.343	2.871.343	2.871.343
Coste energía	4.288.652	4.288.652	4.288.652	4.288.652	4.288.652
<i>Clientes en mercado</i>	6.290.472	6.328.156	6.369.234	6.403.524	6.441.208
Clientes TUR (a partir 1 de julio de 2009)	2.174.838	2.194.806	2.199.450	2.190.428	2.195.032
Clientes año completo	4.115.634	4.133.349	4.169.784	4.213.096	4.246.176
Déficit de acceso	- 5.200.154	- 5.173.191	- 5.142.834	- 5.119.266	- 5.092.303
Supervait de Energía	1.146.265	1.146.265	1.146.265	1.146.265	1.146.265
Déficit actividades reguladas	- 4.053.889	- 4.026.926	- 3.996.569	- 3.973.000	- 3.946.037
Variación del déficit de actividades reguladas sobre el escenario central					
Miles de €	- 57.320	- 30.357	-	23.569	50.532
%	1,4%	0,8%	0,0%	-0,6%	-1,3%

Fuente: CNE, empresas eléctricas, Orden ITC/3801/2008 y propuesta Orden