



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 13/2010 DE LA CNE SOBRE
LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA
QUE SE REVISAN LOS PEAJES DE
ACCESO A PARTIR DEL 1 DE JULIO
DE 2010 Y LAS TARIFAS Y PRIMAS
DE DETERMINADAS
INSTALACIONES DE RÉGIMEN
ESPECIAL**

17 de junio de 2010

INFORME 13/2010 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO A PARTIR DEL 1 DE JULIO DE 2010 Y LAS TARIFAS Y PRIMAS DE DETERMINADAS INSTALACIONES DE RÉGIMEN ESPECIAL

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 17 de junio de 2010, 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.

La disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997 (en adelante DA21^a de la Ley 54/1997), en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo, determinó 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.

Asimismo, la citada DA21^a estableció que hasta el 1 de enero de 2013 las disposiciones por las que se aprueben los peajes de acceso deberán reconocer de forma expresa los déficit que se estime puedan producirse en las liquidaciones de actividades reguladas. En caso de que el déficit de liquidaciones supere al previsto en la correspondiente disposición, dicho desajuste se reconocerá de forma expresa en las disposiciones por las que se revisen las tarifas de acceso.

En cumplimiento de lo anterior la Orden ITC/1723/2009, de 26 de junio, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de julio de 2009 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial y la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial, reconocieron 3.500 M€ y 3.000 M€ para 2009 y 2010, respectivamente.

El día 8 de junio de 2010 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 2010 y las tarifas y primas de determinadas instalaciones de régimen especial junto con la Memoria explicativa, a efectos de elaborar el correspondiente informe preceptivo con carácter de urgencia. Dichos documentos fueron remitidos en ese mismo día para informe a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad. En el Anexo se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIONES GENERALES PREVIAS

Esta Comisión reitera las consideraciones que, con carácter general, se incluyeron en los informes 33/2009 y 11/2010.

En primer lugar, el establecimiento de una metodología asignativa de costes para establecer las tarifas de acceso, debería estar acompañada necesariamente por una revisión en profundidad de las distintas partidas de retribución de los costes de actividades reguladas del sector eléctrico, con el objetivo de que el consumidor pague únicamente por los costes realmente incurridos y que los agentes reciban por su actividad una retribución ajustada a sus costes. Esta revisión en profundidad de los costes se considera esencial a efecto de la sostenibilidad tarifaria a medio plazo. El Ministerio debería, por tanto, aprobar aquellas medidas regulatorias imprescindibles para que el consumidor pague sólo estos costes realmente incurridos.

En segundo lugar, se quiere señalar que el gas natural ha llegado a la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares mediante el gasoducto que se ha construido al efecto y cuya puesta en servicio se produjo el 20 de agosto de 2009. Por ello la generación eléctrica, a partir de próxima fecha, se realizará mediante ciclos combinados de gas natural previa la puesta a punto de las actuales centrales que tienen la naturaleza de bicomcombustible. Además, en próximas fechas quedará concluida la interconexión eléctrica con lo que el mercado eléctrico balear quedará integrado con el resto del mercado español. Se debería, por tanto, tomar las medidas regulatorias necesarias para adaptarse a la nueva situación. En cualquier caso, las retribuciones que en exceso se reconocen deberían ser integradas al sistema con la naturaleza de ingresos liquidables.

En tercer lugar, se debería iniciar un proceso de ajuste de los costes e ingresos regulados a efectos de su determinación correcta, como por ejemplo, las restricciones técnicas en los términos de la propuesta realizada por esta Comisión, el bombeo y los consumos propios de las centrales en relación con las tarifas de acceso, etc...

En cuarto lugar, la CNE recuerda que ha remitido los informes solicitados por la DGPEyM para conocer el grado de amortización de los activos de generación según el RD 1538/1987 y el saldo pendiente de CTC's a diferentes fechas de realización de dichos informes, para el periodo 1998-2005. No obstante, hasta la fecha no se ha realizado una liquidación final de los costes de transición a la competencia. Si bien el RDL 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético suprimió los CTCs como coste permanente del sistema, se considera que se debería haber realizado una liquidación final de los costes de transición a la competencia. La supresión de los Costes de Transición a la Competencia sin un análisis sobre el grado de amortización de dichos costes, por empresas y por instalaciones, ni sobre las cantidades recuperadas por este concepto desde 1998, podría llevar a que los derechos de cobro de las empresas financiadoras del déficit tarifario fueran superiores a los que les corresponderían en caso de considerar el impacto de la eliminación de los CTC's.

Asimismo, esta Comisión puso de manifiesto en su Informe 11/2010 que la operativa y diseño de la subasta CESUR, que se ha aplicado desde el 1 de julio de 2009 para fijar la TUR, no han incorporado las propuestas de mejora realizadas por esta Comisión en los informes preceptivos enviados a la SEE. Estas mejoras se consideran fundamentales para que el precio resultante de la subasta CESUR se determine de forma creíble, transparente y competitiva. De lo contrario, la subasta CESUR podría no ser un mecanismo adecuado para la formación del precio de energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR). Por ello, esta Comisión considera como mejoras necesarias a introducir de forma inmediata antes de la celebración de la próxima subasta CESUR:

- Que exista una efectiva supervisión del OTC financiero por la autoridad competente, en la medida en que dichas cotizaciones son la referencia líquida en la formación de precio CESUR.
- La celebración de distintas subastas CESUR, lo que permitirá disponer de distintas referencias de precio en la TUR, aumentará la presión competitiva en las subastas al disminuir el volumen objeto de subasta y facilitará la cobertura de los CUR a través de dichas subastas.
- Que la entidad gestora de la subasta proponga una revisión y mejoras de los mecanismos vigentes de protección de la subasta CESUR.

3 CONSIDERACIONES SOBRE LAS PREVISIONES DE DEMANDA, COSTES E INGRESOS IMPLÍCITOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden de la que se informa tiene en cuenta una revisión en las previsiones de demanda y costes para el ejercicio 2010 incluidas en la Orden ITC/3519/2009.

Previsión de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, la demanda en b.c. prevista para 2010 ascendería a 270.998 GWh, cifra superior en 6.150 GWh a la prevista en diciembre de 2009. Este aumento de la demanda se explica, por una parte, por la mayor demanda en b.c. registrada en 2009 respecto a la previsión de cierre en diciembre (1.758 GWh) y, por otra parte, por la revisión al alza de la demanda para 2010, del 1,5% respecto a 2009, de acuerdo con la información disponible en la primera parte del año (véase Cuadro 1).

Cabe señalar que la previsión de la demanda en b.c. para 2010 incluida en la propuesta de Orden es consistente con última actualización del Operador del Sistema facilitada a la CNE ¹ (véase Cuadro 2).

Cuadro 1. Demanda en b.c. y en consumo para el cierre de 2009 y 2010 previstas en diciembre de 2009 y en la propuesta de Orden. En GWh.

	Previsión realizada en Diciembre - 2009				Previsión actualizada			
	2009	2010	Tasa de variación		2009 (Real)	2010	Tasa de variación	
			2009 s/2008	2010 s/2009			2009 s/2008	2010 s/2009
Demanda en b.c.	265.235	264.848	-5,0%	-0,1%	266.993	270.998	-4,4%	1,5%
Demanda en consumo	242.692	242.286	-5,2%	-0,2%	244.886	247.736	-4,3%	1,2%

Fuente: Información que acompaña a la propuestas de órdenes por la que se actualizan las tarifas de acceso a partir del 1 de enero de 2010 y 1 de julio de 2010.

¹ La CNE solicitó al Operador del Sistema una actualización de la previsión de la demanda en b.c. para 2010, a efectos de realizar el presente informe.

Cuadro 2. Demanda en b.c. de 2009 y previsión para 2010 del Operador del Sistema

Sistema	GWh		Tasa de Variación (%)
	2009	2010	
Peninsular	251.424	255.190	1,50%
Extrapeninsular	15.561	15.570	0,06%
Baleares	6.012	6.050	0,64%
Canarias	9.125	9.065	-0,65%
Ceuta	216	234	8,13%
Melilla	208	220	6,21%
Demanda en b.c.	266.985	270.760	1,41%

Fuente: Operador del Sistema

En el Cuadro 3 se incluye la previsión de demanda en consumo para 2010, desagregada por tarifas de acceso. De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, el consumo aumentaría respecto a lo previsto en la Orden ITC/3519/2009 en la misma proporción para todos los grupos tarifarios, las potencias contratadas de los clientes conectados en baja tensión se mantendrían y las potencias contratadas de los clientes conectados en alta tensión aumentarían en un porcentaje equivalente a la mitad del incremento experimentado por la demanda.

Cuadro 3. Demanda en consumo (GWh) por grupo tarifario prevista para 2010 en la propuesta Orden

Previsión 2010			
Tarifa de acceso	GWh		Tasa de variación (B) sobre (A)
	Orden ITC/3519/2009 (A)	Propuesta Orden (B)	
BAJA TENSIÓN	127.148	130.008	2,2%
Pc ≤ 15 kW SIN DH	76.940	78.670	2,2%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	70.083	71.660	2,2%
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	6.857	7.011	2,2%
Pc ≤ 15 kW CON DH	10.939	11.185	2,2%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8.264	8.450	2,2%
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	2.675	2.735	2,2%
3.0 A (Pc > 15 kW)	39.269	40.153	2,2%
ALTA TENSIÓN	115.138	117.728	2,2%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	21.916	22.409	2,2%
6.1 (1 kV a 36 kV)	51.530	52.689	2,2%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	15.385	15.731	2,2%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	7.621	7.792	2,2%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	18.686	19.106	2,2%
TOTAL DEMANDA EN CONSUMO	242.286	247.736	2,2%

Fuente: Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

En relación con las previsiones de demanda en consumo por tarifas de acceso (grupo tarifario) para 2010 cabe señalar que a partir de la información disponible, existe un elevado grado de incertidumbre sobre la evolución del consumo durante 2010 por tipología de consumidores, derivado del impacto de la crisis económica en los distintos sectores de actividad y, por tanto, en la demanda eléctrica como input en los distintos procesos productivos. De acuerdo con la última información disponible (Liquidación 4/2010) hasta febrero de 2010, se observan aumentos del consumo de alta tensión respecto a 2009. Cabe señalar que los consumos de alta tensión, especialmente los conectados a muy alta tensión (nivel de tensión 4) mostraron comparativamente las mayores caídas del consumo registradas en 2009 (véanse Cuadro 4 y Gráfico 1).

Cuadro 4. Evolución de la demanda en consumo desagregada por nivel de tensión

% Variación s/ el mismo mes del año anterior

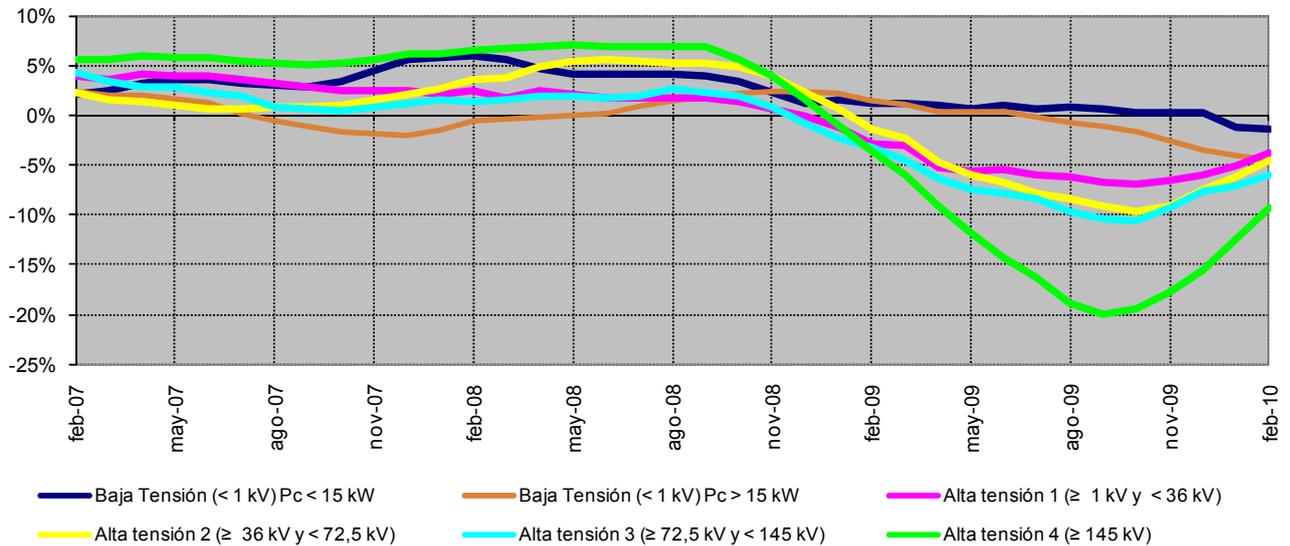
Año		Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2009	septiembre	1,7%	-3,3%	-4,5%	-5,8%	-8,5%	-12,8%	-3,4%
	octubre	-3,2%	-5,8%	-4,3%	-4,8%	-4,5%	2,1%	-3,6%
	noviembre	-3,7%	-7,9%	-1,5%	2,3%	7,4%	13,2%	-1,5%
	diciembre	-2,9%	-9,1%	0,1%	8,6%	8,1%	10,9%	-1,1%
2010	enero	-7,9%	-7,2%	0,2%	4,5%	-4,7%	23,7%	-2,7%
	febrero	-1,6%	-6,3%	1,4%	7,1%	1,4%	22,8%	0,9%

% Variación s/últimos 12 meses por niveles de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2009	septiembre	0,7%	-1,0%	-6,6%	-9,2%	-10,5%	-20,0%	-4,9%
	octubre	0,3%	-1,7%	-6,8%	-9,7%	-10,6%	-19,4%	-5,1%
	noviembre	0,2%	-2,5%	-6,5%	-9,1%	-9,4%	-17,7%	-4,9%
	diciembre	0,3%	-3,4%	-6,0%	-7,5%	-7,6%	-15,6%	-4,5%
2010	enero	-1,2%	-4,1%	-5,0%	-6,2%	-7,0%	-12,4%	-4,4%
	febrero	-1,3%	-4,4%	-3,8%	-4,6%	-6,1%	-9,4%	-3,7%

Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 4/2010)

Gráfico 1. Media móvil de 12 meses del consumo por nivel de tensión



Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 4/2010)

Previsión de costes de acceso

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los costes previstos para 2010 (16.090 M€) experimentan un incremento de 220 M€ respecto de los previstos en diciembre de 2009. Esta diferencia se explica, tanto por la inclusión en el escandallo de costes del exceso sobre los 3.500 M€ del déficit de actividades reguladas previsto para 2009 (que se estima en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en 293 M€), como por la eliminación del coste del Plan de Viabilidad de Elcogás (-67 M€). Cabe señalar que, no se justifica la cuantía del exceso de déficit correspondiente al ejercicio 2009, ni en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña, si bien un saldo similar se podría obtener de la diferencia entre el resultado de la Liquidación 14/2009 (1.116 M€) y el superávit de pagos por capacidad (estimado en 252 €), la devolución de los derechos de emisión asignados gratuitamente (estimado en 312 M€) y la financiación del coste de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (256,4 M€).

Cuadro 5. Escandallo de costes previsto para 2010 considerado en la Orden ITC/3519/2009 y escandallo de costes de acceso de la propuesta de Orden. Miles de €

	Orden ITC/3519/2009 (Diciembre 2009) (A)	Propuesta de Orden (Junio 2009) (B)	(B) - (A) Miles €	% variación (B) sobre (A)	Contribución al incremento
Costes de redes	6.598.650	6.598.650	0	0,0%	0,0%
Transporte	1.397.104	1.397.104	0	0,0%	0,0%
Distribución	4.974.955	4.974.955	0	0,0%	0,0%
Gestión comercial	226.591	226.591	0	0,0%	0,0%
Costes permanentes	1.475.318	1.408.399	-66.919	-4,5%	-0,4%
Compensación insulares y extrapeninsulares	897.240	897.240	0	0,0%	0,0%
Operador del Sistema	38.267	38.267	0	0,0%	0,0%
Comisión Nacional de Energía	22.892	22.892	0	0,0%	0,0%
Elcogás	66.919	0	-66.919	-100,0%	-0,4%
Interrumpibilidad Mercado	450.000	450.000	0	0,0%	0,0%
Costes de diversificación y seguridad abastecimiento	100.352	100.352	0	0,0%	0,0%
Prima Régimen Especial	5.888.099	5.888.099	0	0,0%	0,0%
Déficit actividades reguladas	1.843.928	1.843.928	0	0,0%	0,0%
Exceso de déficit 2009	0	293.000	293.000		1,8%
Ingresos por exportaciones	-43.100	-43.100	0	0,0%	0,0%
Total costes de acceso	15.863.247	16.089.328	226.081	1,4%	1,4%

Fuente: Orden ITC/3519/2009 y propuesta de Orden

Respecto a la revisión de costes realizada en la propuesta de Orden, véase el epígrafe 5 del presente informe.

Previsión de ingresos de acceso

La aplicación de las tarifas de acceso de la Orden ITC/3510/2009 durante el primer semestre de 2010 y las de la propuesta de Orden durante el segundo semestre, a las potencias y consumos por grupos tarifarios previstos para 2010, proporciona unos ingresos por tarifas de acceso de 13.100 M€, cifra inferior a los costes considerados por el MITC en 2.990 M€ (véase Cuadro 6).

Cuadro 6. Estimación de los ingresos de acceso para 2010 a los precios de la Orden ITC/3519/2009 y a los precios de la propuesta de Orden.

	Consumo (GWh)	Ingresos Acceso (Miles €)		
		Ingresos 1 ^{er} semestre Orden ITC/3519/2009 (A)	Ingresos 2 ^o semestre Propuesta OM Julio 2010 (B)	Total anual (A) + (B)
BT	130.008	4.620.889	5.082.986	9.703.875
2.0 A	71.660	2.945.840	3.240.427	6.186.267
2.0 DHA	8.450	208.626	229.487	438.113
2.1 A	7.011	310.411	341.452	651.864
2.1 DHA	2.735	78.281	86.110	164.391
3.0 A	40.153	1.077.731	1.185.509	2.263.240
MT	75.099	1.407.904	1.478.303	2.886.207
3.1 A	22.409	530.579	557.109	1.087.688
6.1	52.689	877.325	921.194	1.798.519
AT	42.629	254.936	254.936	509.871
6.2	15.731	117.937	117.937	235.874
6.3	7.792	52.862	52.862	105.724
6.4	19.106	84.137	84.137	168.273
Total	247.736	6.283.728	6.816.224	13.099.952

Fuente: Orden ITC/3519/2009 y Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

Si bien según las previsiones de ingresos y costes de acceso de la propuesta de Orden, el déficit de tarifas de acceso no excede del límite establecido en la DA21^a de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el RD-Ley 6/2010 (3.000 M€), cabe señalar que la previsión de ingresos está condicionada, en gran medida, por la evolución de la demanda de los clientes de baja y media tensión que, de acuerdo con la última información disponible, son el colectivo de clientes que presenta una mayor incertidumbre en la recuperación de su consumo, máxime teniendo en cuenta que es a este colectivo al que se le incrementan las tarifas de acceso en mayor proporción que al resto en la propuesta de Orden. Asimismo, respecto a la revisión de los costes de acceso de la propuesta de Orden, véase el epígrafe 5 del presente informe.

Cabe señalar que no se han considerado los ingresos resultantes de las facturaciones por energía reactiva ni excesos de potencia, estimados en 300 M€, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisa la tarifa a partir del 1 de enero de 2010.

4 COMENTARIOS A LAS TARIFAS DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

Variaciones de las tarifas de acceso

La propuesta de Orden establece un incremento de un 10% en todos los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de baja tensión, y un incremento del 5% de las tarifas aplicables a los consumidores de media tensión (3.1 A y 6.1) Por último, la propuesta de Orden presenta los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso de alta tensión (6.2, 6.3 y 6.4) de la Orden ITC/3519/2009.

La diferenciación en las variaciones en las tarifas de acceso de la Orden ITC/3519/2009 no está justificada en la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden.

Esta Comisión ha señalado en sucesivos informes que los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso debieran ser el resultado de aplicar una metodología asignativa de costes, de forma que los incrementos de las diferentes partidas de costes se trasladen a las tarifas de acceso según un criterio de asignación establecido.

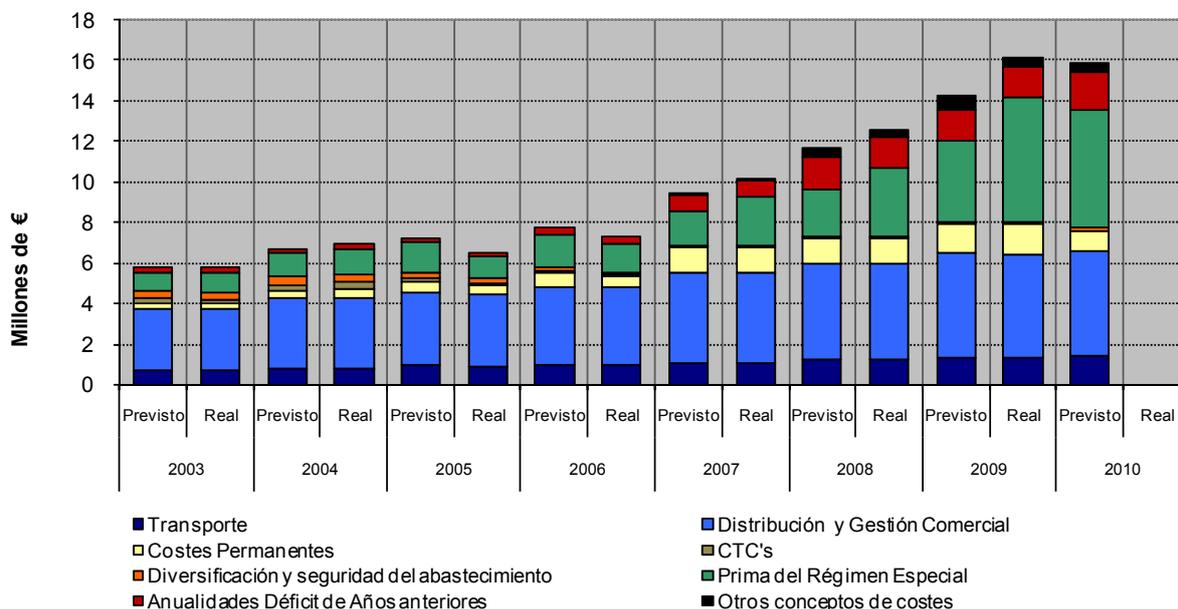
Evolución de los costes de acceso

En relación con la evolución de los costes de acceso entre los años 2003² y 2009, los componentes que han contribuido en mayor medida al aumento de los costes de acceso son aquellos costes no directamente relacionados con las redes,. Estos costes son las primas del régimen especial, la compensación extrapeninsular y las anualidades del déficit, y su cuantía respecto al total de costes de acceso ha ido aumentando en el tiempo.

La distribución por componentes de los costes de acceso en el periodo comprendido entre 2003 y 2009 (véase Gráfico 2 y Gráfico 3, respectivamente) muestra que los costes de redes (incluyendo el coste de gestión comercial) han pasado de representar desde el 63% de los costes de acceso en 2003 al 40% en 2009, mientras que la suma del coste del régimen especial, de los déficit de años anteriores y de la compensación de régimen especial han pasado de representar conjuntamente desde el 26% en 2003 al 56% en 2009.

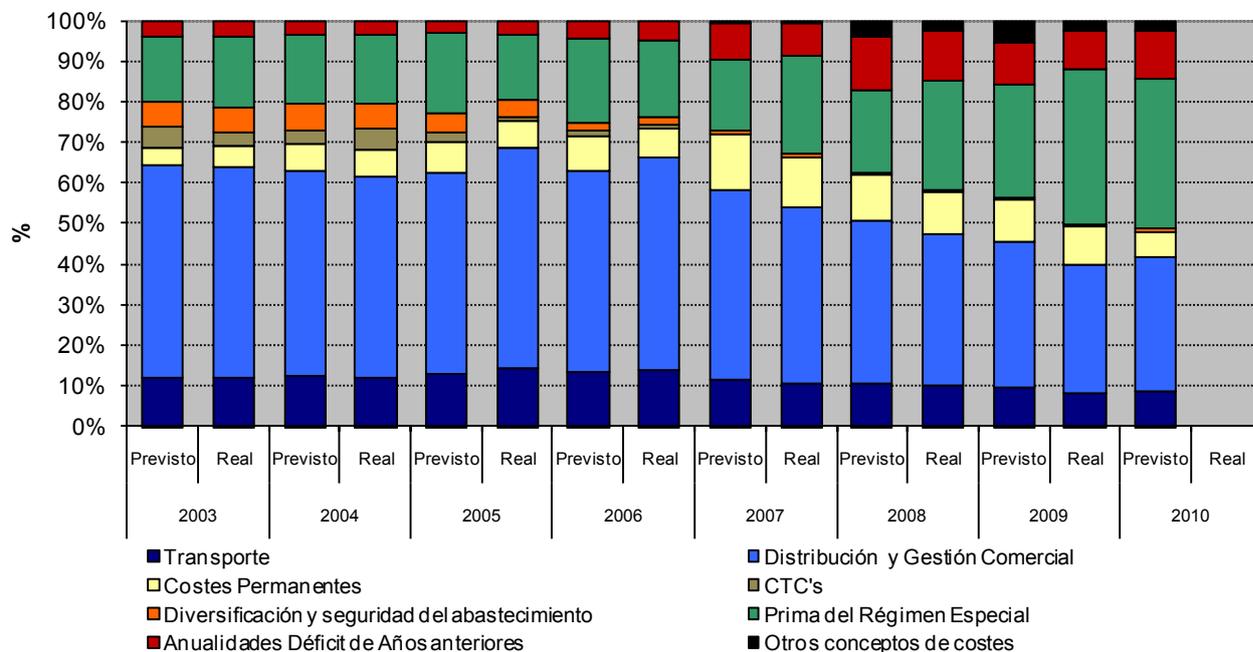
² Año 2003 en que se introduce en las liquidaciones los ingresos de los sistemas insulares y extrapeninsulares.

Gráfico 2. Costes de acceso previstos y reales. Años 2003-2010



Fuentes: Reales Decretos y Órdenes por las que se establecen las tarifas de acceso e información que las acompaña y resultado de las liquidaciones de actividades reguladas.

Gráfico 3. Distribución de los costes de acceso previstos y reales por componente de coste. Años 2003-2010



Fuentes: Reales Decretos y Órdenes por las que se establecen las tarifas de acceso e información que las acompaña y resultado de las liquidaciones de actividades reguladas.

Asignación resultante de costes en cada tarifa de acceso

En tanto las tarifas de acceso no sean suficientes, lo que de acuerdo con la DA21^a de la Ley 54/1997 podrán no serlo hasta 2013, la asignación de los costes en las tarifas de acceso no es completa. Parte de estos costes son financiados con cargo al mecanismo establecido en la citada

DA21^a. Más aún, en la determinación de las tarifas de acceso no se distingue entre cuáles son los costes no imputados directamente en las tarifas de acceso y aquellos que son financiados por el mecanismo establecido en la DA21^a de la Ley 54/1997. Esto unido a la falta de metodología explícita de determinación de tarifas de acceso, son los dos factores que llevan que no sea posible justificar la diferenciación de las variaciones en las tarifas de acceso aplicadas en la propuesta de Orden.

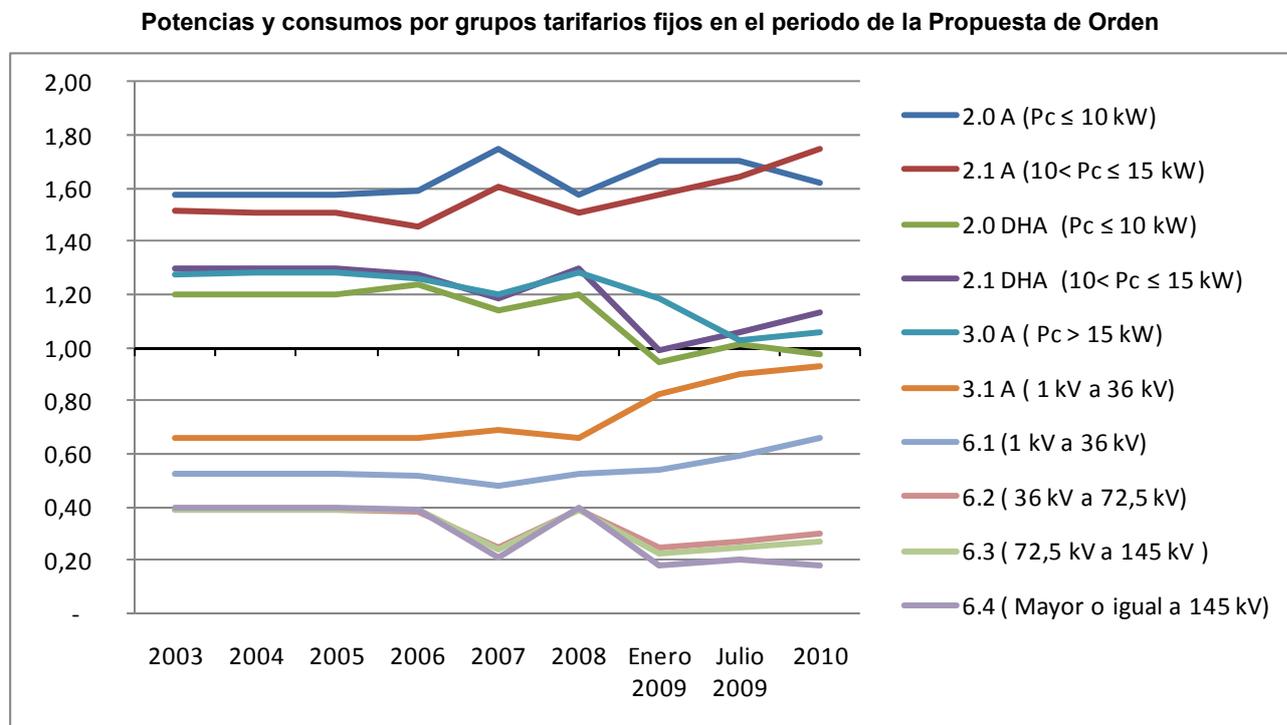
El Gráfico 4 muestra la relación de la facturación media de acceso de cada grupo tarifario respecto del total, para el periodo comprendido entre 2003 y julio de 2010 (propuesta de Orden). En este análisis se mantienen para todo el periodo los datos de potencias y consumos por grupos tarifarios de la propuesta de Orden. Se observa que entre 2003 y 2006, la relación de facturación media de cada grupo tarifario respecto del total se mantuvo constante, lo que se explica porque las tarifas de acceso experimentaron las mismas variaciones en los términos de potencia y energía por periodos horarios de todos los grupos tarifarios.

A partir de 2007, con la introducción del déficit ex ante (lo que implica la imputación de parte de los costes de acceso del ejercicio, a las tarifas de acceso de ejercicios futuros) se modificaron las relaciones de facturación media de cada grupo tarifario.

- En 2007 aumentaron las tarifas de acceso de los clientes conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y disminuyeron el resto de tarifas de acceso.
- Por el contrario, en 2008 las tarifas de acceso de los clientes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW experimentaron una reducción, en términos medios, del 15%, mientras que las tarifas de acceso de tres periodos (3.0 A y 3.1 A) aumentaron, en términos medios, aproximadamente un 3% y las tarifas de acceso de seis periodos (6.X) aumentaron, en términos medios, un 4,3%, si bien los consumidores acogidos a las 6.3 y 6.4 vieron reducidos sus precios medios, debido a que se aplicaron variaciones diferenciadas en los términos de potencia y energía por periodos³.
- Desde enero de 2009 las tarifas de acceso se han revisado semestralmente, experimentando, en términos acumulados, mayores aumentos los clientes de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (tarifa 3.0 A) y los clientes conectados en media tensión.
- En términos comparativos, las tarifas de acceso que han registrado mayores aumentos desde que existe déficit ex ante son las tarifas de acceso aplicables a los clientes de media tensión. Por el contrario, cabe señalar que la facturación media de las tarifas de muy alta tensión ha disminuido en términos acumulados.

³ Si bien las variaciones de los términos de potencia y energía de todas las tarifas de acceso de alta tensión fueron las mismas, la diferente estructura de consumos por periodos explica que el impacto en la facturación media sea distinto por niveles de tensión. Aquellos consumidores que tienen proporcionalmente un consumo mayor en valle que en punta han registrado un precio medio inferior al de aquellos que consumen proporcionalmente más en punta

Gráfico 4. Relación de facturación media de acceso por grupo tarifario respecto a la facturación media total. Años 2003-2010.



Fuente: Órdenes por las que establecen las tarifas eléctricas, propuesta de Orden y Memoria que la acompaña.

En resumen, las variaciones aplicadas en las tarifas de acceso antes de la existencia de déficit ex ante han sido homogéneas. Desde entonces se han aplicado sucesivamente variaciones en las tarifas de acceso diferenciadas por grupos tarifarios. Como resultado de dicha diferenciación, la relación de facturación media de acceso de cada grupo tarifario respecto del total se ha modificado en el tiempo:

- Los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria han pasado, en términos medios, de una relación de su facturación media de 1,58 veces la facturación media total en 2003 a 1,71 en 2010. No obstante, la relación en las tarifas con discriminación horaria ha sido descendente mientras que en las tarifas con discriminación ha sido creciente.
- Los consumidores conectados en media tensión han pasado de una relación de su facturación media de 0,52 y 0,66 veces la facturación media total en 2003 a 0,93 y 0,66, veces en 2010, para las tarifas de acceso 3.1 A y 6.1, respectivamente. Por el contrario, la facturación media de los consumidores de alta tensión ha pasado de ser 0,4 veces la facturación media de acceso total en 2003 al 0,27, 0,25 y 0,16 para las tarifas de acceso 6.2, 6.3 y 6.4, respectivamente.
- En julio de 2009 y en enero de 2010, la relación de la facturación media de los consumidores acogidos a la TUR respecto del total ha aumentado en menor proporción que la del resto de baja tensión y misma discriminación horaria pero no acogida a la TUR.

En consecuencia, desde que existe déficit ex ante en las tarifas de acceso, se aplican diferentes variaciones entre distintos grupos tarifarios. Dicha diferenciación en las variaciones aplicadas, que ha contribuido a una mayor dispersión en las tarifas de acceso, podría explicarse por el ajuste que se deriva del crecimiento significativo de los costes no directamente relacionados con las redes de transporte y distribución. Sin embargo no se observa un patrón mantenido en el tiempo de imputación de estos costes en mayor medida a clientes cuya demanda es menos elástica al precio, ni se dispone de una metodología que justifique el criterio aplicado para su asignación.

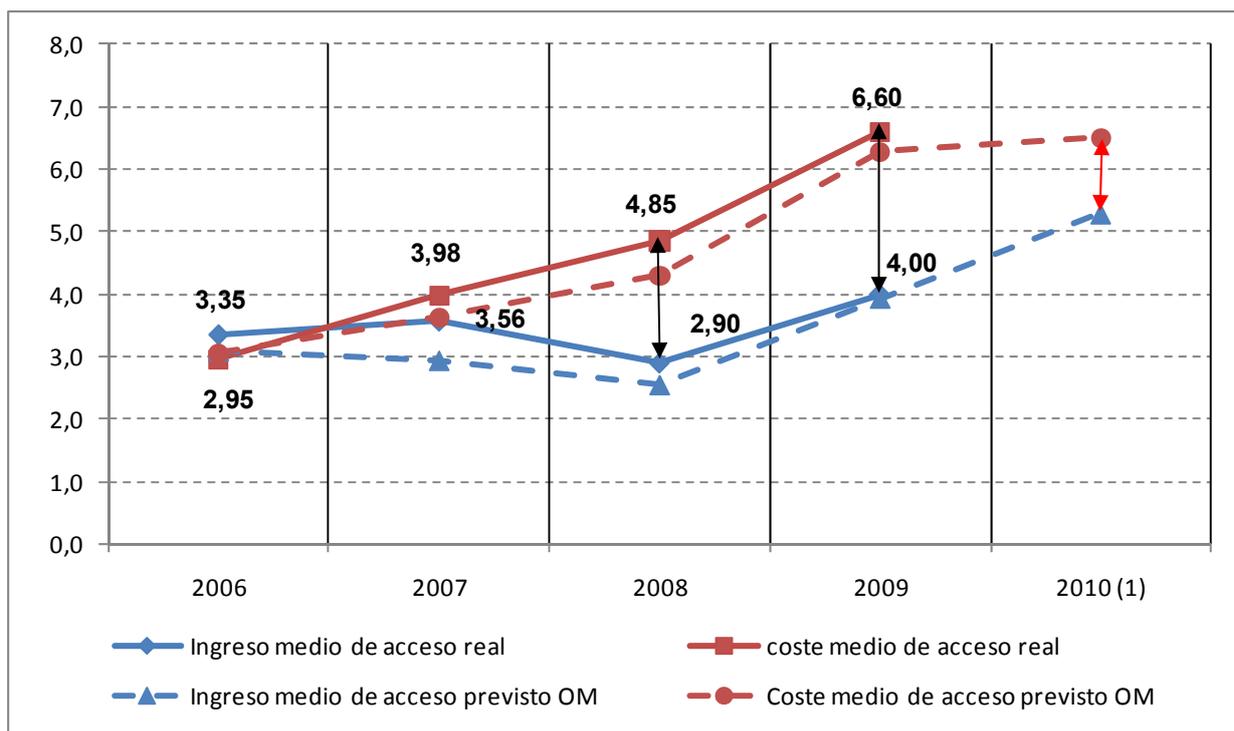
Senda de déficit de tarifas de acceso

En el Gráfico 5 se muestra la evolución de los costes y los ingresos medios por tarifas de acceso, previstos y reales, en el periodo comprendido entre 2006 y 2010. Se observa que desde 2007, tanto los costes como los ingresos reales han superado las previsiones realizadas en cada ejercicio tarifario. No obstante las diferencias entre los ingresos de acceso previstos y reales, son menores que entre los costes previstos y reales, lo que explica déficit de tarifas de acceso reales superiores a los previstos.

Según la propuesta de Orden, se reduciría la distancia entre los ingresos medios de tarifas de acceso pagados por los consumidores y los costes medios estimados para 2010.

En relación con lo anterior, mientras que los ingresos⁴ reales de acceso correspondientes a los años 2007, 2008 y 2009, cubrieron el 90%, 60% y 61% de los costes de acceso, respectivamente. De acuerdo con la información de la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, los ingresos previstos para 2010, cubrirían el 81% de los costes de acceso de la Memoria.

Gráfico 5. Evolución de los costes e ingresos medios de acceso, previstos en las Ordenes ITC y reales. Años 2006-2010 (c€/kWh)



Fuente: CNE (Liquidación 14/2007, Liquidación 14/2008 y Liquidación 14/2009), Orden ITC/3519/2009, propuesta de Orden y Memorias que acompañaron las propuestas de órdenes.

Nota: No se han considerado los ingresos previstos en la disposición adicional primera de la propuesta de Orden en el déficit de acceso.

(1) Incluye la previsión de los costes de acceso e ingresos de la propuesta de Orden.

Cabe señalar la necesidad de reducir la brecha entre ingresos y costes de acceso, limitado legalmente el déficit máximo de actividades reguladas. Cabe destacar que la deuda del sistema

⁴ En un escenario de elegibilidad plena, esto es, facturando a toda la demanda por tarifas de acceso.

acumulada desde 2007 asciende a 11.677 M€, estando el 10% en manos de terceros y el 90% son derechos de cobro de las empresas eléctricas.

5 COMENTARIOS SOBRE LOS COSTES CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DE ORDEN

La propuesta de Orden que se informa ha actualizado los costes de acceso considerados en la Orden ITC/3519/2009, con objeto de incorporar el exceso de déficit previsto para 2009 respecto del límite establecido en el Real Decreto-Ley 6/2009 y suprimir el coste del Plan de Viabilidad de Elcogás para 2010.

La CNE indicó en el "*Informe 33/2008 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 enero de 2010*" que existían aspectos pendientes de determinar su regulación, lo que complicaba la estimación de los costes previstos para el cierre de 2009 y 2010. En particular, se señalaron los siguientes:

- 1) Financiación del déficit de tarifa,
- 2) Mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro,
- 3) Aportación al Plan de Viabilidad de ELCOGÁS
- 4) Sentencias del Tribunal Supremo por las que se declaró contraria a derecho la inclusión en la tarifa eléctrica el Plan de Acción 2008-2012 para los ejercicios 2006 y 2007 y
- 5) Devolución de los derechos de CO2 asignados gratuitamente

A la fecha de elaboración del presente informe, la mayor parte de estos aspectos continúan indeterminados.

En relación con los *costes de acceso* se considera necesario una revisión de diferentes partidas y, en su caso, actualización, con objeto de disponer de la mejor estimación para 2010 y, en consecuencia, establecer las variaciones que como máximo son necesarias aplicar a las tarifas de acceso vigentes, a efectos de respetar el límite establecido en la DA21^a de La Ley 54/1997 para el déficit de actividades reguladas de 2010.

Desajuste de ingresos correspondiente a 2009 (exceso sobre el máximo legal permitido)

La DA 21^a de la Ley 54/1997 establece en su apartado 2 que si, como resultado de las liquidaciones de actividades reguladas para cada uno de los años 2009 a 2012 se produjera un déficit superior al previsto en la correspondiente Orden de peajes, el desajuste deberá reconocerse de forma expresa en las disposiciones por las que se aprueben los peajes en el periodo siguiente.

Adicionalmente, establece que las empresas tendrán derecho a recuperar el desajuste en las 14 liquidaciones correspondientes al periodo en que se modifiquen las tarifas de acceso para el reconocimiento de dicho desajuste. Las cantidades aportadas por este concepto recibirán un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado, que se fijará en la correspondiente orden por la que se aprueben los peajes.

La Orden ITC/1723/2009 reconoció, en su artículo 3, un déficit de ingresos en las liquidaciones de las actividades reguladas en el sector eléctrico para 2009 de 3.500 M€.

El pasado 13 de abril de 2009 el Consejo de Administración aprobó la *Liquidación provisional 14/2009 de las actividades reguladas del sector eléctrico*. De acuerdo con la citada liquidación provisional el déficit en las liquidaciones de actividades reguladas asciende a 4.616 M€, cifra que

supera en 1.116 M€ al límite establecido en el Real Decreto-Ley 6/2010. No obstante, el déficit real del ejercicio 2009 será el resultado de incorporar al déficit de las actividades reguladas de la liquidación 14/2009, determinadas partidas de ingresos no incluidas como ingresos liquidables del sistema en dicha liquidación. En particular:

- El importe correspondiente a la devolución de derechos de CO₂ asignados gratuitamente en el primer semestre de 2009.
- El superávit de los pagos por capacidad. De acuerdo con la Orden ITC/2794/2007 el saldo resultante entre los ingresos derivados de la financiación de los pagos por capacidad y los costes correspondientes a su retribución tiene la consideración de ingresos liquidables del sistema, por lo que dicho saldo minoraría, en su caso, el déficit de 2009. La diferencia entre ingresos y costes derivados de los pagos por capacidad ha supuesto un déficit de 38 M€ según la liquidación 14/2009, en lugar de un superávit previsto por el OS en 213 M€. Esta diferencia se debe a que con la entrada del SUR el 1 de julio de 2009 y las obligaciones de las distribuidoras de desagregar horariamente los suministros acogidos a la TUR, un número elevado de distribuidores acogidos anteriormente a la DT 11^a de la ley 54/1997 y una distribuidora por la parte de los consumos de un CUR, no declararon la totalidad de las medidas en julio de 2009. Esta falta de medidas y por tanto de ingresos fue trasladado a la liquidación 14/2009.
- El importe de la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a los Presupuestos Generales del Estado. Al respecto cabe señalar que, está pendiente de desarrollo una disposición reglamentaria prevista en la Disposición Adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas. Teniendo en cuenta que los costes extrapeninsulares no se liquidan con cargo a los ingresos liquidables del sistema, sino con cargo a una cuota con destino específico, el posible superávit de la compensación extrapeninsular 2009 debiera considerarse en el cálculo de la cuota correspondiente a 2010. En el Anexo III del presente informe se introduce una revisión de la compensación de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares para 2009 y 2010.

De acuerdo con la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden, el exceso del déficit de tarifa pendiente de liquidación definitiva se estima en 293 M€. Como se ha indicado, ni en la propuesta de Orden ni en la información que la acompaña se justifica dicho valor, inferior en 823 M€ al que resulta de la Liquidación 14/2009. No obstante, en la estimación del déficit de actividades reguladas se ha debido tener en cuenta el descuento del importe de la devolución de los derechos de CO₂ asignados gratuitamente correspondientes a 2009, el superávit de los pagos por capacidad no materializado en la liquidación 14/2009 debido al problema de las medidas, el exceso de la compensación extrapeninsular. Asimismo, se ha debido incorporar el tipo de interés que ha de reconocerse a las empresas eléctricas por la financiación de los desajustes temporales, de acuerdo con lo establecido en el RD-Ley 6/2010.

Esta Comisión considera necesario señalar que, debería recogerse en el articulado de la Orden por la que se revisan las tarifas de acceso tanto el desajuste temporal de las liquidaciones correspondientes a 2009 como el tipo de interés reconocido a las empresas por su financiación, de acuerdo con lo establecido en el punto 2 de la DA 21^a de la Ley 54/1997 y, por tanto, establecer en la misma Orden que los ingresos correspondientes a la devolución de los derechos de CO₂ asignados gratuitamente y el superávit de los pagos por capacidad que finalmente resulten tengan la consideración de ingresos liquidables del sistema en 2010.

Adicionalmente, se indica que, de acuerdo con la citada DA 21^a, la diferencia entre los importes reconocidos con la liquidación 14 y los resultantes de la liquidación definitiva del ejercicio en que se produzcan tendrán la consideración de ingresos o costes liquidables del ejercicio en que se produzcan. En consecuencia, en caso de reconocer en la Orden el desajuste de la Liquidación 14/2009 neto de los ingresos liquidables imputables al ejercicio 2009, se considera preciso

recoger de forma expresa las diferentes partidas que intervienen en el cálculo del desajuste reconocido, con objeto de posibilitar la liquidación definitiva del ejercicio 2009.

Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes

De acuerdo con la disposición adicional décima de la Orden ITC/3519/2009, el Consejo de Administración de la CNE remitió, el pasado 10 de junio de 2010, a la Secretaría de Estado de Energía los resultados de la aplicación del Modelo de Red de Referencia al que se hace referencia en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, para el año 2009 y siguientes.

Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes

A solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas, la CNE ha venido informando varias peticiones de revisión de la retribución para 2009 y/o 2010 formuladas por empresas distribuidoras de menos de 100.000 clientes. Igualmente, como consecuencia de las inspecciones realizadas sobre los datos aportados por las mismas para el cálculo de las retribuciones de tales ejercicios, la CNE ha emitido Informe en el que se propone la revisión de la retribución para los años 2009 y 2010 de tres de tales empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes. Derivado de todos los anteriores Informes, cabría restar 28 miles de € en 2009 y 282 miles de € en 2010 a las retribuciones totales de este colectivo de empresas para tales ejercicios.

En consecuencia, se propone incluir en la propuesta de Orden que se informa una nueva disposición adicional en la que se proceda a revisar la retribución para los años 2009 y/o 2010 de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes que figuran en el siguiente Cuadro 9.

Cuadro 7. Revisión de la retribución (€) empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes

Empresa distribuidora		2009			2010		
		Actual (A)	Propuesta (B)	Impacto retribución (B) - (A)	Actual (A)	Propuesta (B)	Impacto retribución (B) - (A)
R1-022	Central Eléctrica Sestelo y Cía, S.A.	5.330.765	5.184.216	-146.549	5.486.940	5.306.828	-180.112
R1-283	Eléctrica del Pozo, S.C.M.	364.656	410.561	45.905	362.978	408.672	45.694
R1-042	Unión de Distribuidores de Electricidad, S.A.	3.700.269	3.760.286	60.017	3.687.139	3.746.952	59.813
R1-083	Berrueza, S.A.	967.791	980.141	12.350	963.339	975.632	12.293
R1-230	ENERMUELAS, SL	--	--	--	96.090	0	-96.090
R1-322	DISTRIBUIDORA ELECTRICA DE LA VILA I VALL DE CASTELLBO	--	--	--	321.303	0	-321.303
R1-363	Electra del Llobregat Energía, S.L.	--	--	--	0	151.508	151.508
R1-364	SAMPOL Energía, S.L.	--	--	--	0	45.842	45.842
TOTAL		10.363.481	10.335.204	-28.277	10.917.789	10.635.434	-282.355

Fuente: CNE

Plan de Viabilidad de Elcogás

La Memoria que acompaña a la propuesta de Orden considera en la actualización de los costes de acceso previstos para 2010 la supresión del Plan de Viabilidad de Elcogás. Sin embargo, este aspecto no está recogido en el articulado de la propuesta de Orden que se informa.

Esta Comisión considera necesario señalar que la supresión del Plan de Viabilidad de Elcogás debiera recogerse en una disposición de rango normativo suficiente, dado lo establecido al respecto por la Disposición Adicional Vigésima apartado 1 de la Ley 54/1997.

En caso de no recoger en norma de rango adecuado la supresión del Plan de Viabilidad de Elcogás, los costes de acceso aumentarían en 67 M€.

Primas del Régimen Especial

La previsión de primas de régimen especial para 2010 implícitas en la Orden ITC/3519/2009, de acuerdo con la información que acompañó a la propuesta de Orden, asciende a 5.888 M€, cifra inferior en 326 M€ a las primas liquidadas en 2009. El mantenimiento de las primas previstas en diciembre se podría justificar por el elevado grado de incertidumbre derivado de la evolución del precio del mercado y la posibilidad de revisión de las primas. No obstante, se considera necesario indicar que, de acuerdo con la última información disponible, las primas del régimen especial podrían alcanzar 6.787⁵ M€ en 2010, lo que supone un mayor coste de acceso de, aproximadamente, 899 M€.

En el Anexo I del presente informe se actualización de la previsión de prima equivalente para 2010, teniendo en cuenta la última información disponible.

Costes con cargo a Cuotas

La propuesta de Orden reduce las cuotas con destino específico respecto de la Orden ITC/3519/2009, con la excepción de las tasas correspondientes a la financiación de la CNE y de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear establecidas por Ley. Esta reducción se debe no a la revisión de los costes que se recuperan con cargo a cuotas, sino a la necesidad de ajustar las cuotas al escenario de ingresos resultante de la revisión de las variables de facturación y tarifas de acceso.

De acuerdo con la previsión de ingresos para 2010 de la propuesta de Orden, la recaudación por cuotas es inferior a las retribuciones consideradas en el escandalo de costes previsto para 2010, por lo que en caso de que no revisar a la baja la cuota⁶ de la Moratoria Nuclear y al alza la cuota del déficit 2005, los costes de acceso previstos en la propuesta de Orden para 2010 disminuirían en 6 M€.

Plan de Ahorro y Eficiencia Energética

Las sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007 y de 28 de enero de 2009 y 8 de abril de 2010, declararon nulos los artículos 5 del Real Decreto 1556/2005, del Real Decreto 1634/2006 y artículo 9 de la Orden ITC/3801/2008, relativos a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética correspondientes a los ejercicios 2006 (176,4 M€), 2007 (176,8 M€) y 2009 (308,9 M€).

En consecuencia, la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo sobre los ejercicios 2006, 2007 y 2008 podrían incidir en el cálculo del déficit de actividades reguladas en 2010, lo que implicaría unos ingresos adicionales de 659 M€.

⁵ La estimación se ha realizado teniendo en cuenta la tendencia de crecimiento y utilización de la potencia registrada para cada tecnología en los últimos años y supuesto el mismo escenario de precios de mercado que el previsto en diciembre (40,37 €/MWh).

⁶ Respecto a la cuotas del Operador del Sistema y la Compensación Extrapeninsular cabe señalar que, las posibles diferencias entre los ingresos de la aplicación de la cuotas y los costes establecidos en la Orden ITC/3519/2009 serán ajustadas en la Liquidación 14/2010, por lo que no tienen impacto en la estimación del déficit.

Superávit de pagos por capacidad imputable a 2010 si no es utilizado a otros fines

En la estimación del déficit correspondiente a 2010 podría considerarse el superávit de pagos por capacidad que se produciría en 2010, por no haber entrado en funcionamiento el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro establecido en el Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, por estar pendiente de autorización de la UE.

Al respecto cabe señalar que, la CNE emitió Informe sobre la Real Decreto 134/2010, de 12 de febrero, por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro. Cabe recordar que, de acuerdo con la modificación prevista en el citado Real Decreto, el saldo de los derechos de cobro y obligaciones de pago para las centrales de carbón autóctono será sufragado con cargo al pago por capacidad, teniendo consideración el saldo restante de ingreso o coste liquidable del sistema.

De acuerdo con el escenario de demanda contenido en la propuesta de Orden que se informa, los ingresos derivados de la aplicación de los precios de pagos por capacidad se estima en 1.026 M€, mientras que los costes previstos por el MITC para 2010 en diciembre de 2009 se estiman en 466 M€, resultando un superávit de 560 M€.

En consecuencia, en caso de considerar que el citado RD 134/2010 no entrara en vigor hasta 2011, se obtendría un ingreso liquidable por superávit de pagos por capacidad.

6 OTROS COMENTARIOS A LA PROPUESTA DE ORDEN

6.1 Revisión de los precios de los alquileres de los contadores de energía activa monofásicos de simple tarifa

El artículo 4 de la propuesta de Orden que se informa establece que, a partir del 1 de julio del 2010, el precio de alquiler de los contadores de energía activa monofásicos de simple tarifa (sin posibilidad de telegestión) será 0 euros.

Dicha previsión ofrece dudas desde el punto de vista de la jerarquía normativa, pues el artículo 9.8 del Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto (Reglamento Unificado de Puntos de Medida) dispone: *“Administrativamente se fijará el precio regulado de alquiler de los equipos”*. No fijar precio alguno para el alquiler de los contadores puede vulnerar las previsiones sobre el precio regulado de dicho alquiler que establece esta última norma de rango superior.

Adicionalmente, a juicio de esta Comisión, iría en contra de la consideración que en su momento se realizó para establecer el Plan de sustitución de contadores, por la que las empresas distribuidoras seguirían obteniendo unos ingresos por alquiler de los contadores que quedaban por sustituir hasta la finalización del Plan, de modo que se llegase al final del periodo establecido con un inmovilizado neto igual a cero.

Finalmente, a juicio de esta Comisión, la introducción de dicha medida puede llegar a comprometer el propio Plan de sustitución de contadores, toda vez que es previsible que los clientes a los que se les fije un precio de alquiler igual a cero, sean aún más reticentes a adecuar sus instalaciones de enlace para la ubicación de los nuevos contadores. Esta observación es igualmente válida para el caso de aquellos suministros en los que el equipo de medida se encuentre en el interior de las viviendas.

6.2 Disposiciones transitoria única y final relativas a la modificación de la Orden ITC/2370/2007

El contenido de la Disposición Final primera de la propuesta, es el propio de una disposición de carácter general, mediante el que se modifica de forma sustancial el contenido de una disposición de carácter general, como es la Orden ITC 2370/2007.

Su tratamiento, por ello, tanto a los efectos de aplicación del artículo 24 de la ley 50/1997, del Gobierno, como de las normas legales y reglamentarias que regulan las funciones de la CNE, ha de ser el propio de una disposición de carácter general (Función Segunda de la CNE) y no el propio de una revisión de peajes (Función Cuarta)

Para los informes comprendidos en la función Segunda el RD 1339/1999 (Reglamento de la CNE) establece en su artículo 6 un plazo de un mes. Para los comprendidos en la Función Cuarta, el plazo de 15 días. Si, como sucede en este caso, se solicita la emisión de un informe en el que está comprendido el ejercicio de ambas funciones, el plazo para su emisión ha de ser el mayor de ambos, ya que, de otro modo no se garantiza el correcto ejercicio de la función consultiva de la CNE en relación con las disposiciones de carácter general a las que se refiere la función Segunda.

La solicitud de Ministerio demanda (a la vista del contenido normativo de la propuesta) el ejercicio de ambas funciones señalando que el informe ha de emitirse por el procedimiento de tramitación de urgencia previsto en dicho artículo 6 que reduce dichos plazos a la mitad.

Teniendo en cuenta, además, que la excepcionalidad y la urgencia, si concurren, serán en relación con la revisión de peajes que han de entrar en vigor el 1 de julio, pero de ningún modo en relación con las modificaciones del servicio de interrumpibilidad, que no pueden tener efecto práctico antes del 1 de noviembre de 2010, la CNE acuerda no emitir informe sobre el contenido de las disposiciones final y transitoria de la propuesta de Orden y proponer la eliminación de las mismas del texto de la Orden de revisión de peajes.

La razón de lo anterior es que no es posible emitir un informe que atienda al requerimiento de urgencia en relación con la revisión de peajes y, al mismo tiempo, permita el ejercicio de la función segunda de la CNE que exige por su naturaleza el análisis de las disposiciones mencionadas.

No obstante lo anterior, el Ministerio podrá remitir otra propuesta de Orden con el objeto de modificar el articulado de la Orden ITC/2370/2007, cuyo informe sería emitido por la CNE en ejercicio de su función segunda, con sujeción al procedimiento y plazos establecidos al efecto al Real Decreto 1339/1999.

6.3 Errata

En la Exposición de motivos de la propuesta de Orden se hace referencia a la Disposición adicional vigésima primera de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico en la redacción dada por el artículo 1 del 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 lugar del Real Decreto-Ley 6/2010, de 9 de abril, de medidas para el impulso de la recuperación económica y el empleo.

7 CONCLUSIONES

Primera. Esta Comisión reitera las siguientes consideraciones que, con carácter general, se incluyeron en los informes 33/2009 y 11/2010.

1. El establecimiento de una metodología asignativa de costes para establecer las tarifas de acceso, debería estar acompañada necesariamente por una revisión en profundidad de las distintas partidas de retribución de los costes de actividades reguladas del sector eléctrico, con el objetivo de que el consumidor pague únicamente por los costes realmente incurridos y que los agentes reciban por su actividad una retribución ajustada a sus costes.
2. Teniendo en cuenta que el gas natural llega desde el 20 de agosto de 2009 a la Comunidad Autónoma de las Islas Baleares mediante el gasoducto que se ha construido al efecto y la inminente finalización de la interconexión eléctrica que integrará al mercado eléctrico balear en el mercado peninsular, esta Comisión considera que deberían tomarse las medidas regulatorias necesarias para adaptarse a la nueva situación. En cualquier caso, las retribuciones que en exceso se reconocen deberían ser integradas al sistema con la naturaleza de ingresos liquidables.
3. Se debería iniciar un proceso de ajuste de los costes e ingresos regulados a efectos de su determinación correcta, como por ejemplo, las restricciones técnicas en los términos de la propuesta realizada por esta Comisión, el bombeo y los consumos propios de las centrales en relación con las tarifas de acceso, entre otros.
4. Se recuerda que está pendiente la liquidación final de los Costes de Transición a la Competencia y que, al efecto, se han remitido los informes solicitados por la DGPEyM para conocer el grado de amortización de los activos de generación según el RD 1538/1987 y el saldo pendiente de CTC's a las fechas de realización de dichos informes, para el periodo 1998-2005.
5. Se considera fundamental incorporar las mejoras propuestas por la CNE para que el precio resultante de la subasta CESUR se determine de forma creíble, transparente y competitiva. De lo contrario, la subasta CESUR podría no ser un mecanismo adecuado para la formación del precio de energía de la Tarifa de Último Recurso (TUR).

Segunda. De acuerdo con la información que acompaña a la propuesta de Orden, las tarifas de acceso propuestas serían suficientes para cubrir los costes de acceso considerados, de acuerdo con la demanda, costes e ingresos previstos para 2010.

Se considera necesario señalar que la suficiencia de ingresos del ejercicio de la propuesta de Orden en los términos del límite de déficit previsto para 2010, está condicionada en gran medida por la evolución de la demanda de los clientes de baja y media tensión y que, de acuerdo con la última información disponible, son el colectivo de clientes que presenta mayor incertidumbre respecto a la recuperación de su consumo, máxime teniendo en cuenta que es a este colectivo al que se le incrementan las tarifas de acceso en mayor proporción que al resto.

No obstante, se señala que en la propuesta de Orden no se han considerado los ingresos por facturación de reactiva y excesos de potencia.

Tercera. En relación con las *variaciones propuestas en las tarifas de acceso* se observa que desde la introducción del déficit ex ante, la relación de precios entre los distintos grupos tarifarios se ha modificado sustancialmente, siendo los consumidores de media y baja tensión los que han soportado los mayores incrementos tarifarios. La diferenciación en las variaciones aplicadas a las tarifas de acceso desde 2007, ha contribuido a una mayor dispersión en las tarifas de acceso de los distintos grupos tarifarios, lo que podría explicarse por el ajuste derivado de un crecimiento

significativo de costes no directamente relacionados con las redes de transporte y distribución. Sin embargo no se observa un patrón, mantenido en el tiempo, en la imputación de estos costes en mayor medida a clientes cuya demanda es menos elástica al precio, ni se dispone de una metodología que justifique el criterio aplicado para su asignación.

En consecuencia, esta Comisión debe insistir una vez más en la necesidad, manifestada en sucesivos informes, establecer una metodología asignativas de costes, de forma que las variaciones de los términos de potencia y energía de las tarifas de acceso sean el resultado la variación de de las diferentes partidas de costes según su criterio de asignación.

Cuarta. En relación con los *costes de acceso* se considera necesario una revisión de diferentes partidas y, en su caso, actualización, con objeto de disponer de la mejor estimación para 2010 y, en consecuencia, establecer las variaciones que como máximo son necesarias aplicar a las tarifas de acceso vigentes, a efectos de respetar el límite establecido en la DA21^a de La Ley 54/1997 para el déficit de actividades reguladas de 2010.

Se señalan los siguientes aspectos:

i) *Desajuste de ingresos correspondiente a 2009*

De acuerdo con la DA 21^a de la Ley 54/1997, la Orden debiera recoger expresamente el exceso de la Liquidación 14/2009 sobre el límite establecido, así como los intereses devengados. Asimismo, deberían incluirse como ingresos liquidables de 2010 el importe de la devolución de los derechos de CO₂ asignados gratuitamente y el superávit de los pagos por capacidad correspondientes a 2009, por la falta de medidas de determinados distribuidores.

ii) Por otra parte, se señala que está pendiente de desarrollo la disposición reglamentaria prevista en la Disposición Adicional primera del Real Decreto-ley 6/2009, para la determinación del mecanismo de control y reconocimiento de las compensaciones presupuestarias, así como el procedimiento de liquidación de las mismas.

iii) *Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes*

De acuerdo con la disposición adicional décima de la Orden ITC/3519/2009, el Consejo de Administración de la CNE remitió a la Secretaría de Estado de Energía los resultados de la aplicación del Modelo de Red de Referencia al que se hace referencia en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, para el año 2009 y siguientes.

iv) *Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes*

Se propone actualizar la retribución para 2009 y 2010 de algunas empresas distribuidoras como resultado tanto de las inspecciones realizadas por la CNE, como de las solicitudes de revisión enviadas por la DGPEM a solicitud de algunas empresas distribuidoras.

v) *Plan de viabilidad de Elcogás*

Se considera necesario recoger expresamente en en norma de rango adecuado, la eliminación del Plan de Viabilidad de Elcogás.

vi) *Primas del Régimen Especial*

Se propone actualizar la estimación del coste de las primas del Régimen Especial para 2010 con la última información disponible con objeto de minimizar los posibles desvíos.

vii) *Cuotas*

Se propone ajustar las cuotas a los costes previstos coherentemente con los ingresos previstos para 2010.

viii) *Plan de Ahorro y Eficiencia Energético*

Los ingresos resultantes de la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, de 28 de enero de 2009 y 8 de abril de 2010, relativas la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia

Energética correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2009, podrían considerarse en el cálculo del déficit de actividades reguladas en 2010.

Quinta. La revisión de los precios de los alquileres de los contadores de energía activa monofásicos de simple tarifa considera en la propuesta de Orden ofrece dudas desde el punto de vista de la jerarquía jurídica, modifica la financiación del Plan de sustitución de contadores y podría, además, comprometer al propio Plan.

Sexta. El contenido de la Disposición Final primera de la propuesta, es el propio de una disposición de carácter general, por lo que su tratamiento, tanto a los efectos de aplicación del artículo 24 de la ley 50/1997, del Gobierno, como de las normas legales y reglamentarias que regulan las funciones de la CNE, ha de ser el propio de una disposición de carácter general (Función Segunda de la CNE) y no el propio de una revisión de peajes (Función Cuarta).

En consecuencia, teniendo en cuenta, además, que la excepcionalidad y la urgencia, si concurren, serán en relación con la revisión de peajes que han de entrar en vigor el 1 de julio, pero de ningún modo en relación con las modificaciones del servicio de interrumpibilidad, que no pueden tener efecto práctico antes del 1 de noviembre de 2010, la CNE acuerda no emitir informe sobre el contenido de las disposiciones final y transitoria de la propuesta de Orden y proponer la eliminación de las mismas del texto de la Orden de revisión de peajes.

No obstante lo anterior, el Ministerio podrá remitir otra propuesta de Orden con el objeto de modificar el articulado de la Orden ITC/2370/2007, cuyo informe sería emitido por la CNE en ejercicio de su función segunda, con sujeción al procedimiento y plazos establecidos al efecto al Real Decreto 1339/1999.