



Comisión
Nacional
de Energía

**INFORME 22/2011 DE LA CNE SOBRE
LA ORDEN POR LA QUE SE REVISAN
LOS PEAJES DE ACCESO, SE
ESTABLECEN LOS PEAJES DE
ACCESO SUPERVALLE A PARTIR DE
1 DE JULIO DE 2011 Y
DETERMINADAS TARIFAS Y PRIMAS
DE LAS INSTALACIONES DE
RÉGIMEN ESPECIAL**

29 de junio de 2011

INFORME 22/2011 DE LA CNE SOBRE LA ORDEN POR LA QUE SE REVISAN LOS PEAJES DE ACCESO, SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO SUPERVALLE A PARTIR DE 1 DE JULIO DE 2011 Y DETERMINADAS TARIFAS Y PRIMAS DE LAS 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 la Comisión Nacional de Energía, en su sesión del día 29 de junio de 2011, ha acordado emitir el siguiente

INFORME

0 CONCLUSIONES

Primera. Variaciones de los peajes a partir del 1 de julio de 2011

Esta Comisión considera que las revisiones en los peajes de acceso deberían utilizarse para corregir el déficit estructural del sistema, y alcanzar cuanto antes su suficiencia.

Existen elementos de incertidumbre significativos sobre el escenario de 2011, en particular, sobre la evolución de la demanda y su composición por grupos tarifarios, así como sobre determinadas partidas de costes, por lo que se considera que no se debería revisar a la baja ningún peaje de acceso, debido a que supondría una merma de los ingresos del sistema y pondría en riesgo el cumplimiento del límite legal permitido para el déficit de actividades reguladas.

En ningún caso la revisión de los peajes de acceso prevista para el 1 de julio de 2011 debería servir, como se hizo hace un año, para compensar un posible aumento del coste de energía de la tarifa de último recurso (TUR), teniendo en cuenta el déficit estructural y el alto endeudamiento del sistema.

Segunda. Déficit estructural y deuda acumulada del sistema.

El reconocimiento anual de nuevos déficits del sistema eléctrico titulizables, ha servido para retrasar el ajuste necesario entre los ingresos y los costes del sistema, a cambio del aumento de la deuda del sistema y de sus costes de financiación. A 20 de mayo de 2011 la deuda acumulada del sistema ascendió a 20.350.471 miles de €. Si se adiciona, el desajuste de la liquidación del ejercicio 2010 (máximo de 2.500 M€) cifra actualmente pendiente de reconocimiento en el RD de titulización, la deuda del sistema asciende a 22.850.471 miles de €.

La titulización de la deuda del sistema implica elevados costes financieros, de gestión y colocación que pagan íntegramente los consumidores de electricidad, a través de sus peajes de acceso. Las anualidades (intereses y principal de la deuda) que sirven para financiar la deuda del sistema, son un coste de los peajes de acceso que pagan los consumidores que han ido aumentando en el tiempo. Las cuatro primeras emisiones realizadas por FADE hasta la fecha por un importe nominal de 7.000 M€, han supuesto un aumento adicional de 127 Millones de € en las anualidades que pagan los consumidores a través de sus peajes de 2011.

A efectos de mitigar el fuerte impacto financiero que conlleva el proceso de titulización para el consumidor, esta Comisión ha propuesto en su informe 10/2011 la realización de un descuento o quita en el precio de cesión que reciban las empresas, con objeto de procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit tarifario. Dicho descuento o quita se explica por el hecho de que el proceso de titulización establecido en el RD-L 6/2009, cuyos costes de colocación, gestión y financiación paga íntegramente el consumidor, permite a las empresas la

cesión de los derechos a FADE y, consecuentemente, la posibilidad de recibir el importe que han financiado, que de otra manera obtendrían en un plazo dilatado de tiempo.

Tercera. Necesidad de aplicar medidas regulatorias

La insuficiencia actual de los peajes de acceso para cubrir los costes de las actividades reguladas y su necesario equilibrio en 2013, según el plazo establecido en la normativa vigente, así como el elevado volumen de deuda acumulada por el sistema y los costes derivados de su financiación, hacen imprescindible la aplicación de medidas regulatorias con impacto inmediato en el sistema. Las medidas sobre los costes e ingresos del sistema deben ir encaminadas a garantizar la sostenibilidad económica del sistema a corto plazo. Esta Comisión se remite a los informes regulatorios emitidos en los que se hacen propuestas normativas con medidas de eficiencia para el sistema.

Cuarta. Importe del desajuste de 2010

A diferencia de lo establecido en la propuesta de Orden, esta Comisión considera que el importe del desajuste del ejercicio 2010 debería ser el que resultara de la liquidación 14/2010 (5.553,9 M€), una vez descontada la anualidad satisfecha en las liquidaciones de 2010 a las empresas eléctricas, para recuperar la anualidad correspondiente de los derechos de cobro del Déficit 2010 (que asciende a 211,8 M€ según establece la Orden ITC/3519/2009), con lo que el importe a recuperar de derechos de cobro de déficit 2010 ascendería a 5.342,1 M€ (3.000 M€ titulizados y 2.342,1 M€ con derecho a cederse a FADE). Esta cuantía sería inferior al límite legal permitido por lo que no procedería incluir coste en concepto de desajuste del ejercicio 2010 con cargo a 2011 y minoraría la cuantía de déficit a titularizar de 2010.

Quinta. Actualización de anualidades del déficit

Se considera necesario incorporar la anualidad para 2011 correspondiente a FADE tras la cuarta emisión (571.987.851,50 €), actualizar las anualidades de los titulares iniciales de los derechos de cobro de los déficit de los años 2008 (270.012.925,74 €), 2009 (74.731.917,38 €) y 2010 (que ascendería a 233.256.634,87 € incluyendo la anualidad correspondiente a los 2.500 M€ de derechos de cobro de 2010, a la espera de su reconocimiento en la modificación del RD 437/2010, del que emitió esta Comisión su informe 10/2011).

Sexta. Peaje con discriminación horaria supervalle

A la vista de la información proporcionada por REE relativa a la propuesta de perfil inicial para la discriminación horaria supervalle a efectos de la liquidación de energía en el mercado para el año 2011, debido a la inexistencia de medidas empíricas para la elaboración de dichos perfiles, será necesaria su revisión y actualización periódica con el objeto de adaptarlos a los perfiles reales de carga obtenidos a partir de la implantación de los sistemas de recarga de los vehículos eléctricos. Asimismo, se realizan una serie de consideraciones sobre la metodología utilizada con el objeto de que sean tenidas en cuenta para futuras revisiones de los perfiles.

Respecto a los precios fijados para dichos peajes de acceso y sus pagos por capacidad, se considera necesario que dichos precios regulados sean establecidos de acuerdo con una metodología objetiva, transparente y no discriminatoria.

En cuanto a la adaptación de los equipos de medida, teniendo en cuenta el perfil de la discriminación horaria supervalle propuesto por el Operador del Sistema para el segundo semestre de 2011, se proponen, por simplicidad, porcentajes para la facturación del consumo durante dicho periodo.

Séptima. Cierre de saldos excedentarios

Se considera necesario incluir el saldo correspondiente al Plan de Viabilidad de Elcogás como ingreso de las liquidaciones de las actividades reguladas en 2011.

En relación con el saldo correspondiente al desajuste de ingresos de 2010, habría que considerar esta cantidad bien para reconocer los derechos que las empresas pueden ceder al Fondo de Titulización tal como propuso la CNE en su Informe 10/2011, bien para establecer la obligación de devolver lo ya percibido a través del proceso de liquidaciones.

Octava. Precio de alquiler de contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos

Esta Comisión hace referencia a lo indicado en el “Informe de la CNE sobre el mandato establecido en la Orden ITC/3860/2007, de tarifa 2008, relativo al precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión” aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 18 de junio de 2008.

Novena. Procedimiento para prevenir que se produzcan saldos negativos como consecuencia del proceso de Acoplamiento de Mercados.

Se considera conveniente que se mantengan las liquidaciones semanales realizadas por los Operadores del Mercado y del Sistema y se incluyan los saldos respectivos en las liquidaciones mensuales de las actividades reguladas realizadas por la CNE. Se propone habilitar al Operador del Sistema para cubrir los defectos de liquidez del proceso de liquidación de las subastas y de las rentas de congestión de la interconexión con Portugal que coyunturalmente pudieran producirse con cargo a los saldos disponibles resultantes de las subastas de capacidad.

1 ANTECEDENTES

El artículo 17.1 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico establece que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, dictará las disposiciones necesarias para el establecimiento de los peajes de acceso a las redes, que se establecerán en base a los costes de las actividades reguladas del sistema que correspondan, incluyendo entre ellos los costes permanentes y los costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

El Real Decreto 1202/2010, de 24 de septiembre, por el que se establecen los plazos de revisión de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica determina la posibilidad de revisión trimestral de los peajes de acceso cuando existan eventuales desfases temporales, cuando se produzcan cambios regulatorios que afecten a los costes y, excepcionalmente, cuando se produzcan circunstancias especiales que afecten a los costes o parámetros empleados en su cálculo.

La Disposición adicional primera del Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, introduce el peaje de acceso denominado supervalle de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con una potencia contratada mayor de 10 kW y menor o igual a 15 kW (2.1 DHS).

Por otra parte, la Disposición final primera del citado Real Decreto modifica la Orden ITC/1659/2009, de 22 de junio, 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, para adecuarla al inicio de aplicación del peaje de acceso supervalle de aplicación a los suministros efectuados a tensiones no superiores a 1 kV y con una potencia contratada inferior a 10 kW y la TUR con discriminación horaria supervalle.

Por último, la Disposición transitoria primera del citado Real Decreto establece que sendos peajes de acceso serán de aplicación a partir de la primera revisión de peajes que se apruebe tras la entrada en vigor del mismo.

El artículo 44.1 y la Disposición transitoria segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial establecen el mecanismo de actualización de las tarifas y primas para las instalaciones de los subgrupos a.1.1. y a.1., del grupo c.2 y de las acogidas en la Disposición transitoria segunda del citado Real Decreto.

La disposición adicional vigésimo primera 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 los límites máximos para el déficit de ingresos de las actividades reguladas.

El Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico modifica el apartado 4 de la disposición adicional vigésimo primera de la Ley del Sector Eléctrico, con objeto de elevar los límites del déficit máximo que podrá ser reconocido ex ante, en las órdenes por las que se revisen los peajes de acceso, de los ejercicios 2011 y 2012. En particular, el déficit máximo para 2011 pasa de 2.000 a 3.000 M€ y el déficit máximo para 2012 de 1.000 M€ a 1.500 M€. Adicionalmente, se establece que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta un máximo de 2.500 M€, generarán derechos de cobro que podrán ser cedidos por los titulares iniciales al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico. De este modo, no tendrán que incorporarse como coste liquidable del sistema en los peajes de acceso de 2011.

El día 16 de junio de 2011 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, Orden por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los peajes de acceso supervale a partir de 1 de julio de 2011 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones de régimen especial (en adelante propuesta de Orden) 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 epígrafe 5 se incluye un resumen de las alegaciones del Consejo Consultivo y en el Anexo del presente informe se adjuntan las alegaciones recibidas por escrito de los miembros del Consejo Consultivo.

2 CONSIDERACIONES GENERALES

El déficit estructural del sistema eléctrico

El sistema eléctrico español padece un déficit estructural desde hace una década, debido a que los costes reconocidos han sido y siguen siendo superiores a los ingresos obtenidos de los peajes. El déficit de 2010 según la liquidación provisional 14/2010 ascendió a 5.553,9 M€ y para 2011 el límite máximo permitido de déficit se ha establecido en 3.000 M€ por el RDL 14/2010.

La falta de aplicación de las medidas necesarias, tanto para reducir los costes de las actividades reguladas, como para aumentar los ingresos por los peajes de acceso, lejos de eliminar el desequilibrio económico del sistema eléctrico, ha generado un significativo endeudamiento del sistema.

A 20 de mayo de 2011 la deuda acumulada del sistema ascendió a 20.350.471 miles de €. Si se adiciona, el desajuste de la liquidación del ejercicio 2010 (2.500 M€) cifra actualmente pendiente de reconocimiento en el RD de titulización, la deuda del sistema asciende a 22.850.471 miles de

€, lo que supone en 2011 el 175,3% de los ingresos anuales del sistema previstos para 2011 en marzo de 2011. En 2012 se añadirá el déficit reconocido para dicho ejercicio, actualmente fijado en 1.500 millones de €. En el siguiente cuadro se muestra la deuda del sistema eléctrico que deberá hacer frente el consumidor eléctrico, desglosada por tipología de acreedor (empresa eléctrica, FADE, terceros a través de subasta de déficit ex ante o por cesión directa de las empresas eléctricas).

Cuadro 1. Endeudamiento del sistema a 20 de mayo de 2011, desglosado por tipología de titulares de derechos de cobro frente al sistema eléctrico (miles de €).

	Norma	Fecha reconocimiento	Valor base a 31 de diciembre del año correspondiente (Miles €)	Importe pendiente a 20/5/2011 (miles €)
Total déficit por tenedores de derechos de cobro frente al sistema				20.350.471
Cedido a terceros				4.005.702
Déficit peninsular 2005	Orden ITC/2334/2007	30 de junio de 2006	3.830.447	2.899.393
Subasta déficit ex ante	Orden ITC/694/2008 y Resolución 12 de junio de 2008 de CNE	12 de junio de 2008	1.244.436	1.106.310
Empresas eléctricas				17.934.792
Extrapeninsular 2003-2005	Orden ITC/3860/2007	2 de octubre de 2007	533.409	392.001
Déficit extrapeninsular 2006	Resolución de la DGPEYM, de 3 de diciembre de 2009, por la que se determina la revisión definitiva de los costes específicos destinados a la compensación de los sistemas insulares y extrapeninsulares correspondientes a los ejercicios 2006, 2007 y 2008.	31 de diciembre 2006	687.047	709.075
Déficit extrapeninsular 2007		31 de diciembre 2007	331.051	329.643
Déficit extrapeninsular 2008		31 de diciembre 2008	467.228	444.343
Déficit peninsular 2006		Real Decreto 485/2009	31 de diciembre 2006	2.279.940
Déficit peninsular 2008 (1)	Real Decreto 437/2010	31 de diciembre 2008	4.136.118	2.624.327
Déficit 2009 (1)	RD-Ley 6/2010 y Orden de tarifas del ejercicio correspondiente	31 de diciembre 2009	3.500.000	177.419
Déficit 2010 (1)		31 de diciembre 2010	3.000.000	14.509
Déficit 2011		31 de diciembre 2011	3.000.000	3.000.000
FADE (1)				6.911.394
Previsión déficit a ceder a FADE				4.000.000
Desajuste 2010	RD-Ley 6/2010 y Orden de tarifas del ejercicio correspondiente	31 de diciembre 2010		2.500.000
Déficit 2012		31 de diciembre 2012		1.500.000
Total				24.350.471

Fuentes: Normativas por las que se reconoce el déficit de ingresos en las actividades reguladas y CNE

(1) Para calcular el déficit a 20 de mayo de 2011, se toma el importe pendiente de pago a 31 de diciembre de 2010 se actualizan los intereses devengados hasta 20 de mayo de 2011 y se resta las liquidaciones recibidas, en el caso del déficit 2005 y el déficit ex ante, y devengadas para el resto de déficit

En consecuencia, la deuda acumulada del sistema es elevada y su titulización está suponiendo elevados costes financieros, de gestión y colocación que pagan íntegramente los consumidores de electricidad, a través de sus peajes de acceso presentes y futuros. Las anualidades (intereses y principal de la deuda) que sirven para financiar la deuda del sistema, son un coste de los peajes de acceso que pagan los consumidores que han ido aumentando en el tiempo, superando en 2011 el 11% de los costes de acceso estimados.

El proceso de titulización del déficit tarifario establecido en el RDL 6/2009 permite que los titulares iniciales (las empresas eléctricas) puedan ceder sus derechos de cobro frente al sistema, al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE). Al efecto de satisfacer el precio de cesión

de estos derechos de cobro de las empresas titulares iniciales, FADE emite instrumentos financieros de distinta naturaleza, con aval del Estado. Los derechos de cobro se pagan a FADE a través de las anualidades que se incorporan en los peajes de acceso de los consumidores en 15 años desde el momento de su cesión. El RD 437/2010 determinó el valor actualizado de cada categoría de derechos de cobro reconocidos a cada uno de los titulares iniciales, sin introducir ningún descuento o quita.

Cabe indicar que, a diferencia del modelo adoptado de titulización tarifaria donde todos los gastos de dicho proceso corren a cargo de los consumidores, tanto para el déficit peninsular 2000-2002, como para el déficit 2005, los titulares iniciales de los derechos de cobro (las empresas eléctricas) se encargaron directamente de realizar las cesiones a terceros y correr con los correspondientes gastos de la cesión. Las cuatro primeras emisiones realizadas por FADE hasta la fecha por un importe nominal de 7.000 M€, han supuesto en 2011, un aumento adicional de 127 Millones de € en las anualidades que pagan los consumidores a través de sus peajes de 2011.

Necesidad de aplicar medidas regulatorias para corregir el déficit

El reconocimiento anual de nuevos déficits del sistema eléctrico titulizables ha servido para retrasar el ajuste necesario entre los ingresos y los costes del sistema, a cambio del aumento de la deuda del sistema y de sus costes de financiación.

La insuficiencia actual de los peajes de acceso para cubrir los costes de las actividades reguladas y su necesario equilibrio en 2013, según el plazo establecido en la normativa vigente, así como el elevado volumen de deuda acumulada por el sistema y los costes derivados de su financiación, hacen imprescindible la aplicación de medidas regulatorias de calado, con impacto inmediato en el saldo del sistema. Las medidas sobre los costes e ingresos del sistema deben ir encaminadas a garantizar la sostenibilidad económica del sistema a corto plazo. Algunas propuestas han sido recogidas en diversos informes regulatorios emitidos por esta Comisión en los que se hacen propuestas normativas con medidas de eficiencia para el sistema.

Las medidas que se apliquen y la rapidez en su implementación permitirán mitigar los incrementos necesarios de los peajes de acceso y evitarán el reconocimiento de nuevos déficits tarifarios respecto a lo que establece la normativa vigente.

Adicionalmente, a efectos de mitigar el fuerte impacto que conlleva el proceso de titulización para el consumidor, esta Comisión ha propuesto en sus informes 10/2011 y 36/2009 la realización de un descuento o quita en el precio de cesión que reciban las empresas, con objeto de procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit tarifario: la Administración, los consumidores y las empresas. Dicho descuento o quita se explica por el hecho de que el proceso de titulización establecido en el RD-L 6/2009, cuyos costes de colocación, gestión y financiación paga íntegramente el consumidor, permite a las empresas la cesión de los derechos al Fondo y, consecuentemente, la posibilidad de recibir el importe que han financiado, que de otra manera obtendrían en un plazo dilatado de tiempo. El descuento podría aplicarse, en su caso, sobre aquellos importes y derechos para los que las empresas no hayan comunicado aún su compromiso pleno, irrevocable e incondicionado de cesión a FADE.

En la propuesta de Orden se incluye como ingresos liquidables del sistema de 2011 una partida de ingresos que si fuera liquidable en 2010, tal y como indicó la CNE, permitiría reducir la deuda de 2010 titulizable. En particular, en la propuesta de Orden se incluye como ingreso liquidable del sistema en 2011 la anualidad prevista en la Orden ITC/3559/2009 para los derechos de cobro 2010 (211,8 M€), a efectos de, sin variar los peajes de acceso, disponer de un margen suficiente para cumplir con el límite legal permitido para el déficit de 2011. Todo ello teniendo en cuenta que se hace necesario establecer una nueva anualidad para 2011 para financiar los derechos de cobro del desajuste de 2010 (máximo de 2.500 M€), así como para financiar el incremento del coste de las anualidades como resultado de la cuarta emisión del Fondo de Titulización del Déficit

del Sistema Eléctrico (FADE). Esta Comisión indicó en su informe 10/2011 que el ingreso de 211,8 M€ debería descontarse del desajuste del déficit 2010 a efectos de minorar la deuda del sistema que es titulizable.

Senda de convergencia tarifaria

El Real Decreto 1202/2010 establece la posibilidad de realizar revisiones trimestrales de los peajes de acceso bajo determinados supuestos, que en opinión de esta Comisión deberían utilizarse para corregir el déficit estructural del sistema, y alcanzar cuanto antes su suficiencia. En ningún caso la revisión de los peajes de acceso prevista para el 1 de julio de 2011 debería servir para compensar un posible aumento del coste de energía de la tarifa de último recurso (TUR), máxime teniendo en cuenta la situación de déficit estructural y alto endeudamiento del sistema.

Cabe recordar que hace un año, la propuesta de Orden por la que se revisaron los peajes de acceso a partir de 1 de julio 2010 consideró un incremento de un 10% en todos los términos de potencia y energía de los peajes de acceso de baja tensión, y un incremento del 5% de los peajes aplicables a los consumidores de media tensión (3.1A y 6.1). No obstante, finalmente la Orden ITC/1732/2010, no aumentó los valores de los peajes sino que mantuvo los valores vigentes y redujo los peajes asociados a los consumidores acogidos a la TUR (2.0 A y 2.0 DHA). Como resultado de las variaciones establecidas en la Orden ITC/1732/2010 para los peajes 2.0 A y 2.0 DHA, las TUR permanecieron invariables¹.

Si se hubieran aplicado los peajes de acceso de la propuesta de julio de 2010, el desajuste registrado en 2010 hubiera sido inferior al finalmente resultante de la liquidación provisional 14/2010, que ascendió a 5.553,9 M€, cifra que supera en 2.553,9 M€ al límite legal establecido inicialmente. Posteriormente, el RDL 14/2010 reconoció un desajuste máximo para 2010 de 2.500 M€. Adicionalmente, el esfuerzo necesario para que los peajes de acceso que pagan los consumidores sean suficientes, sería ahora menor si se hubieran realizados los incrementos de la propuesta de Orden, en lugar de los que finalmente se publicaron en la Orden ITC/1732/2010.

Liquidación íntegra para el sistema del superávit de pagos de capacidad previsto para 2011

Esta Comisión en su informe 39/2010 criticó la subida del 72% de los precios de los pagos por capacidad de los consumidores, a partir del 1 de enero de 2011, frente al nulo incremento de peajes de acceso que recogió la Orden ITC/3353/2010. Aunque los incrementos de los peajes de acceso y de los pagos por capacidad tienen un impacto similar sobre el precio final que pagan los consumidores, al ser en ambos casos pagos regulados, esta Comisión consideró que los peajes de acceso deben registrar un ajuste gradual hasta que sean suficientes.

En la actualidad el saldo de pagos por capacidad para 2011 (la diferencia entre los ingresos por la aplicación a los consumidores de los precios de los pagos de capacidad, y los pagos a los generadores por el incentivo a la inversión y los pagos derivados de la aplicación del RD 134/2010) es un superávit que se integra en el sistema de liquidaciones, y que necesariamente debe utilizarse para minorar el déficit tarifario.

¹ Como resultado de aplicar los peajes de acceso de la Orden ITC/1732/2010 a las variables de facturación previstas para 2010, de acuerdo con la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, a partir del 1 de julio de 2010 se estimó que los ingresos anuales previstos para 2010 ascendían a 12.470 M€, cifra inferior en 101 M€ a los ingresos que resultaban de aplicar los peajes de acceso de la Orden ITC/3519/2009 (12.571 M€). Por el contrario, si se hubieran aplicado los peajes de la propuesta de Orden en lugar de los peajes de la Orden ITC 1732/2010, los ingresos del sistema hubieran aumentado en 532 M€.

3 ACTUALIZACIÓN DE LAS PREVISIONES Y CONSIDERACIONES SOBRE LA SUFICIENCIA DE LOS PEAJES DE ACCESO DE LA PROPUESTA DE ORDEN

En la información aportada con la propuesta de Orden, se mantienen las previsiones de demanda, ingresos y costes para 2011, que se realizaron en diciembre de 2010. Teniendo en cuenta la evolución reciente de la demanda, esta Comisión ha revisado las previsiones realizadas en diciembre, con objeto de disponer de la mejor estimación del escenario tarifario de 2011, a efectos de analizar posibles riesgos de superar el límite establecido en la DA21ª de la Ley 54/1997 para del déficit de actividades reguladas de 2011.

3.1 Demanda en b.c. y en consumo previstas para 2011

De acuerdo con la última información disponible proporcionada por el Operador del Sistema (OS), en términos acumulados hasta mayo de 2011, la demanda en barras de central (b.c.) nacional ha disminuido un 1,42% respecto al mismo periodo del año anterior, mientras que la tasa anual de los últimos 12 meses a mayo de 2011 fue el 0,61%. Ambas tasas de variación son inferiores al crecimiento estimado por el OS en su escenario central de demanda de 2011, realizado en diciembre de 2010 (2,12%)

No obstante, según la última información disponible, la demanda en barras de central en 2010 ascendió a 275.773 GWh, superando en 2.600 GWh la cifra prevista por el OS en diciembre de 2010 (véase Cuadro 2). En consecuencia, la previsión realizada por el OS en diciembre de 2010 para 2011 sobre la demanda en barras de central resulta un 1,15% superior a la demanda real.

Cuadro 2. Previsión de la demanda en b.c. para 2011 vs la previsión de cierre de la demanda en b.c. para 2010 en diciembre de 2010 y la demanda en b.c. real de 2010. (GWh)

Sistema	Previsión para 2011 en diciembre de 2010			Demanda b.c. 2010 (mayo 2011)	
	Previsión cierre 2010 (A)	Previsión 2011 (B)	% variación (B) sobre (A)	Demanda Real 2010 (C)	% variación (B) sobre (C)
<i>Peninsular</i>	257.900	263.316	2,10%	260.609	1,04%
<i>Extrapesininsular</i>	15.273	15.639	2,40%	15.165	3,13%
Nacional	273.173	278.955	2,12%	275.773	1,15%

Fuente: Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, REE y CNE

A efectos de tener una previsión más ajustada de los ingresos por peajes de acceso a la evolución real de la demanda, se ha revisado la demanda en b.c. para 2011, aplicando respecto al cierre de 2010 la tasa anual de los 12 últimos meses a mayo de 2011 (véase Cuadro 3).

Cuadro 3. Previsión de la demanda en b.c. para 2011 vs la previsión de cierre de la demanda en b.c. para 2010 en diciembre de 2010 y la demanda en b.c. real de 2010. (GWh)

Sistema	Real 2010 (A)	Previsión para 2011 en diciembre de 2010		Previsión para 2011 en junio de 2011			
		Orden ITC/3353/2010 (B)	% variación (B) sobre (A)	Media móvil a mayo (C)	% variación (C) sobre (A)	REE (D)	% variación (D) sobre (A)
Nacional	275.773	278.955	1,15%	277.463	0,61%	277.548	0,64%

Fuente: Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, REE y CNE

En relación con la previsión de la demanda en consumo para 2011, desglosada por grupos tarifarios, existe un elevado grado de incertidumbre sobre su evolución por tipología de consumidores, debido tanto a la incertidumbre sobre el impacto de la crisis económica en la demanda eléctrica de los distintos sectores de actividad, como a la divergencia observada entre la evolución de la demanda en b.c. y la demanda en consumo por el efecto del decalaje de las medidas. En el Cuadro 4 se muestra la demanda en consumo en 2010 prevista en diciembre de dicho año y la registrada para 2010 en la última liquidación provisional de la CNE disponible (liquidación 4/2011)

Cuadro 4. Demanda en consumo de 2010, desglosada por grupos de peajes de acceso, prevista en diciembre de 2010 vs demanda en consumo de 2010 según la Liquidación 4/2011

Energía consumida (GWh). Año 2010			
	Previsión cierre (A)	Liquidación 4/2011 (B)	% variación (B) sobre (A)
BT	128.382	127.449	-0,7%
<i>Pc ≤ 10 kW</i>	79.287	77.668	-2,0%
2.0 A	71.418	69.901	-2,1%
2.0 DHA	7.869	7.767	-1,3%
<i>10 < Pc ≤ 15 kW</i>	10.644	11.095	4,2%
2.1 A	7.149	7.467	4,5%
2.1 DHA	3.495	3.627	3,8%
<i>Pc > 15 kW</i>	38.451	38.687	0,6%
3.0 A	38.451	38.687	0,6%
MT	75.066	74.376	-0,9%
3.1 A	18.045	16.955	-6,0%
6.1	57.021	57.421	0,7%
AT	47.036	48.309	2,7%
6.2	16.678	16.948	1,6%
6.3	8.586	8.484	-1,2%
6.4	21.772	22.877	5,1%
Total	250.484	250.134	-0,1%

Fuente: Memoria que acompañó a la propuesta de Orden y CNE (Liquidación 4/2011)

La demanda en consumo para 2011 obtenida de aplicar el coeficiente de pérdidas medias² (9,36%) a la demanda en b.c. prevista para 2011 (277.463 GWh), asciende a 253.711 GWh.

La evolución del consumo por grupo tarifario (de peaje de acceso), según la última información disponible hasta febrero de 2011 (Liquidación 4/2011) por grupo tarifario, muestra crecimientos para los consumidores conectados en alta tensión, especialmente, para los conectados a muy alta tensión (nivel de tensión 4) (véanse Cuadro 5 y Gráfico 1).

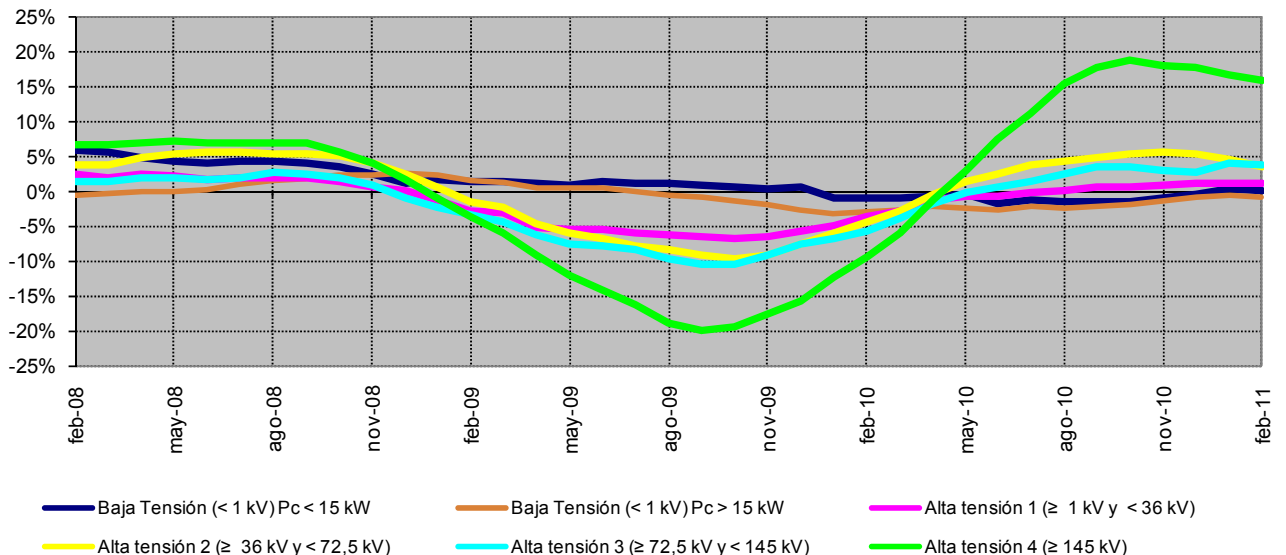
Cuadro 5. Evolución de la demanda en consumo desagregada por nivel de tensión

% 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					
2010	septiembre	-1,7%	-2,2%	0,5%	4,7%	3,4%	17,7%	1,0%
	octubre	-1,4%	-2,0%	0,7%	5,2%	3,5%	18,7%	1,3%
	noviembre	-1,0%	-1,5%	0,9%	5,5%	3,0%	17,9%	1,6%
	diciembre	-0,4%	-0,8%	1,1%	5,2%	2,8%	17,6%	1,9%
2011	enero	0,4%	-0,6%	1,2%	4,4%	4,1%	16,7%	2,2%
	febrero	0,2%	-0,9%	1,1%	3,4%	3,8%	15,8%	1,9%

Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 4/2011)

Gráfico 1. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



Fuente: CNE (SINCRO, Liquidación 4/2011)

² El coeficiente de pérdidas medias resulta de aplicar los coeficientes de pérdidas estándares a la estructura de consumos de 2010.

En el Cuadro 6 se compara la demanda en consumo prevista para 2011, desagregada por grupo tarifario, estimada en diciembre de 2010 y en junio de 2011 según las tasas anuales medias de los 12 últimos meses a febrero de 2011, mostrando una reducción del consumo de los clientes conectados en baja y media tensión y un aumento del consumo de los clientes conectados en alta tensión, respecto de la previsión realizada seis meses antes.

Cabe señalar que la demanda en consumo prevista para 2011 ahora en junio de 2011 registra un incremento del 1,4%³ sobre el consumo de 2010 (según la información de la Liquidación 4/2011) debido, al efecto del decalaje entre la evolución de la demanda en b.c. y la demanda en consumo por la declaración de las medidas, lo que ha sido señalado en sucesivos informes de esta Comisión.

Cuadro 6. Demanda en consumo prevista para 2011 en diciembre de 2010 y en junio de 2011

	Energía consumida (GWh). Año 2011				
	Liquidación 4/2011 (A)	Previsión diciembre 2010 (B)	% variación (B) sobre (A)	Previsión junio 2011 (C)	% variación (C) sobre (A)
BT	127.449	129.790	1,8%	127.807	0,3%
Pc ≤ 10 kW	77.668	80.215	3,3%	77.978	0,4%
2.0 A	69.901	72.225	3,3%	70.180	0,4%
2.0 DHA	7.767	7.990	2,9%	7.798	0,4%
10 < Pc ≤ 15 kW	11.095	10.778	-2,9%	11.139	0,4%
2.1 A	7.467	7.239	-3,1%	7.497	0,4%
2.1 DHA	3.627	3.539	-2,4%	3.642	0,4%
Pc > 15 kW	38.687	38.797	0,3%	38.690	0,0%
3.0 A	38.687	38.797	0,3%	38.690	0,0%
MT	74.376	76.793	3,3%	75.194	1,1%
3.1 A	16.955	18.503	9,1%	17.142	1,1%
6.1	57.421	58.290	1,5%	58.052	1,1%
AT	48.309	48.492	0,4%	50.710	5,0%
6.2	16.948	17.407	2,7%	17.524	3,4%
6.3	8.484	8.769	3,4%	8.806	3,8%
6.4	22.877	22.316	-2,5%	24.380	6,6%
Total	250.134	255.075	2,0%	253.711	1,4%

Fuente: Memoria que acompañó a la propuesta de Orden y CNE (Liquidación 4/2011)

³ La divergencia entre la evolución de la demanda en b.c. y en consumo probablemente se vea mitigada tras la modificación de la Resolución de 14 de mayo de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establece el procedimiento de facturación con estimación del consumo de energía eléctrica y su regularización con lecturas reales por la Resolución de 24 de mayo de 2011. En la citada Resolución se establece que, con carácter general, las lecturas reales deben ser realizadas por las empresas distribuidoras con periodicidad bimestral y no semestral, de manera que éstas últimas se realizarán únicamente con aceptación por parte del consumidor, en base a lo dispuesto en el artículo 82.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

3.2 Costes de acceso previstos para 2011

En relación con los *costes de acceso* se han revisado las siguientes partidas:

Primas del Régimen Especial

La prima equivalente prevista para 2011 según la DEE asciende a 6.172 millones de euros, calculada de acuerdo con el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre.

2011				
Precios corrientes	Energía Vendida (GWh)	Retribucion unitaria total (c€/kWh)	Retribucion total (Miles €)	Prima equivalente
TOTAL COGENERACION	25443	9,83	2500002	1.321.687
TOTAL SOLAR FOTOV	7492	32,58	2440776	2.093.796
TOTAL SOLAR TERM OLECTR	1530	31,00	474323	403.465
TOTAL EOLICA	44271	8,00	3540739	1.490.477
TOTAL EOLICA MARINA				
TOTAL HIDRAULICA R.ESP	5842	8,13	475255	204.692
TOTAL BIOMASA	4028	11,08	446183	259.637
TOTAL ENERGIAS DEL MAR				
GEOTERMIA				
TOTAL RESIDUOS	4897	6,80	332820	106.029
TRAT.RESIDUOS	3392	13,25	449514	292.435
TOTAL	96.895		10.659.611	6.172.220

Servicio de interrumpibilidad en el mercado

Según la Liquidación provisional 4/2011 de la CNE, el coste liquidado por el servicio de interrumpibilidad en el mercado fue un 16% superior al coste previsto para dicho periodo en 2011. El coste estimado se explica a partir de la información individualizada de las variables de facturación proporcionada por el Operador del Sistema y un precio de mercado para 2011 de 46,81 €/MWh.

Partiendo de la misma información individualizada, se ha actualizado el precio del mercado teniendo en cuenta las Resoluciones de la Dirección General de Política Energética y Minas de 31 de enero de 2011 y 10 de mayo de 2011 para el primer y segundo trimestre de 2011, respectivamente, y las cotizaciones del producto base registradas en OMIP para el tercer y cuarto trimestre de 2011. Asimismo se ha actualizado la demanda prevista de los consumidores que proporcionan este servicio, teniendo en cuenta la evolución de la demanda observada por nivel de tensión en los últimos meses (véase epígrafe 3.1). El efecto conjunto de la revisión del precio estimado de la energía para 2011 y de la nueva previsión de la demanda, explican una revisión del coste del servicio de interrumpibilidad superior en 67 M€ a la prevista en diciembre de 2010.

Cuadro 7. Actualización del coste del servicio de interrumpibilidad en 2011

Nº Clientes	Previsión diciembre 2010		Previsión junio 2011			
	Energía consumida	Descuento por interrumpibilidad	Energía consumida		Descuento por interrumpibilidad	
	GWh	(miles de €)	GWh	Incremento (%)	(miles de €)	Incremento (%)
40	2.865	49.367	2.853	-0,41%	52.847	7,05%
46	6.405	92.152	6.448	0,67%	99.173	7,62%
34	5.573	103.930	5.596	0,42%	109.624	5,48%
38	21.138	276.529	23.114	9,35%	327.427	18,41%
158	35.980	521.978	38.012	5,65%	589.072	12,85%

Fuente: OS y CNE

Desajuste de ingresos del ejercicio 2010

El 29 de abril de 2011 el Consejo de la CNE aprobó la *Liquidación provisional 14/2010 de las actividades reguladas del sector eléctrico*. De acuerdo con la citada liquidación provisional el déficit en las liquidaciones de actividades reguladas de 2010 ascendió a 5.553,9 M€.

El RDL 6/2009 estableció en 3.000 M€ el déficit ex ante correspondiente a 2010, que ha sido titulizado y cedido a FADE por los titulares iniciales de los derechos de cobro. Adicionalmente el Real Decreto-ley 14/2010 estableció que los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta un máximo de 2.500 M€, generarán derechos de cobro que podrán ser cedidos por los titulares iniciales al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

El pasado 28 de abril de 2011 el Consejo de la CNE aprobó el Informe 10/2011 de la CNE sobre la propuesta de modificación del Real Decreto 437/2010, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico. Se propuso por esta Comisión que el importe del desajuste del ejercicio 2010 debería ser el que resultara de la liquidación 14/2010 (5.553,9 M€), una vez descontada la anualidad satisfecha en las liquidaciones de 2010 a las empresas eléctricas, para recuperar la anualidad correspondiente de los derechos de cobro del Déficit 2010 (que asciende a 211,8 M€ según establece la Orden ITC/3519/2009), con lo que el importe a recuperar de derechos de cobro de déficit 2010 ascendería a 5.342,1 M€ (3.000 M€ titulizados y 2.342,1M€ con derecho a cederse a FADE). Esta cuantía sería inferior al límite legal permitido por lo que no procedería incluir coste en concepto de desajuste del ejercicio 2010 con cargo a 2011 y minoraría la cuantía de déficit a titularizar de 2010.

Sin embargo, la propuesta de Orden establece en la disposición adicional primera que los saldos de las cuentas en régimen de depósito abiertas por la Comisión Nacional de Energía correspondientes a la anualidad del desajuste de ingresos del año 2010 y el Plan de de Viabilidad de Elcogás pasarán a ser liquidables y, por tanto, se incorporan como ingresos de las actividades reguladas correspondientes a 2011. En consecuencia, el exceso de déficit correspondiente al ejercicio 2010 financiado por las empresas asciende a 53,9 M€ (esto es, 5.553,9 M€ menos 5.500 M€, de los cuales 3.000 M€ están titulizados y 2.500 M€ serían derechos de cobro susceptibles de ser cedidos a FADE por los titulares iniciales). Estos 53,9 M€ deberían incluidos en el escandallo de costes correspondiente al ejercicio 2011 junto con los intereses que correspondan, de acuerdo con lo establecido en el RD-Ley 6/2010. En caso de aplicar el 2% de tipo de interés al desajuste del ejercicio 2010 con carácter provisional, el exceso de déficit de actividades reguladas correspondiente al ejercicio 2010 ascendería a 55 M€ (véase Cuadro 8).

Cuadro 8. Actualización en 2011 del desajuste en las liquidaciones de 2010 (miles €)

	Propuesta CNE Informe 11/2011	Propuesta Orden
Exceso sobre límite 2009	0	53.944
Déficit Liquidación 14/2010	5.553.944	5.553.944
Límite RDL 6/2010	-3.000.000	-3.000.000
Desajuste máximo permitido	-2.500.000	-2.500.000
Anualidad déficit 2010	-211.812	
Intereses	0	1.079
Intereses 2011		1.079
Tipo de interés		2,0%
Importe a considerar en costes	0	55.023

Fuente: CNE

Actualización en 2011 de las anualidades de los déficits tarifarios

Con fecha 11 de mayo de 2011 se ha realizado la cuarta emisión del Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE) por lo que se actualizan las anualidades de déficits incluidas en los peajes de acceso de 2011 respecto a las consideradas en la Orden ITC/688/2011, de 30 de marzo, según establece el Real Decreto 437/2010, de 9 de abril, por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico.

Se indica que el importe nominal de la cuarta emisión fue 1.000 M€, con un vencimiento a 7 años y un tipo de interés a efectos del cálculo de la anualidad a satisfacer al Fondo de Titulización por parte de los consumidores de 5,952% (TIR de la emisión incluidas comisiones 5,652% + 0,3% adicionales para cubrir los costes del Fondo).

Teniendo en cuenta que los importes de las emisiones no alcanzan para cubrir la adquisición de la totalidad de los derechos de cobro cuyo compromiso de cesión irrevocable ha sido comunicado por los titulares iniciales, ha sido necesario aplicar un prorrateo, de acuerdo con lo establecido en el artículo 6.4 del Real Decreto. El cálculo del prorrateo se ha realizado en función de las cantidades comprometidas en el momento de las emisiones por cada titular, y dentro de la cantidad que corresponde a cada titular, los derechos de cobro más recientes son los primeros en cederse. La aplicación de esta prorrateo afecta a los déficit de los ejercicios 2008, 2009 y 2010.

Como resultado de la cuarta emisión realizada el 11 de mayo de 2011, el importe de las anualidades previstas en los peajes de acceso de 2011 aumentó en 11,2 M€ (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Actualización en los peajes de acceso para el tercer trimestre de 2011 de las anualidades correspondientes al FADE y de las anualidades de los titulares iniciales de los déficit de los ejercicios 2008, 2009 y 2010 tras la cuarta emisión de FADE.

Categoría Derechos de Cobro	Orden ITC/3353/2010 (€)	Orden ITC/688/2011 (€)	Anualidades tras 4ª cesión (€)	Aumento costes tras 4ª cesión (€)
Derechos de Cobro peninsular 2008	327.465.516	299.465.827	270.012.926	- 29.452.902
Derechos de Cobro Déficit 2009	257.385.405	97.473.533	74.731.917	- 22.741.615
Derechos de Cobro Déficit 2010	231.660.074	26.864.234	26.751.709	- 112.525
Anualidad FADE		508.511.623	571.987.851	63.476.229
Total	816.510.995	932.315.217	943.484.404	11.169.187

Fuentes: Real Decreto 437/2010 y FADE

Adicionalmente, teniendo en cuenta que a la fecha de elaboración del presente informe se dispone de la Liquidación provisional 14/2010, se actualiza tanto el importe reconocido del déficit a 2010 como la anualidad a considerar en los costes de acceso previstos para 2011.

La Orden ITC/688/2011 incluyó en los peajes de acceso de 2011 una anualidad correspondiente a un déficit de 2010 de 3.000 M€. Teniendo en cuenta que el déficit de 2010 ascendería a 5.500 M€ (según la propuesta de Orden que no netea en el déficit de 2010 los 211,8 M€ de la anualidad recibida por los titulares iniciales en 2010), sería necesario actualizar la anualidad de los peajes de acceso de 2011 correspondiente a los derechos de cobro del ejercicio 2010 por el importe del desajuste de 2.500 M€, siendo necesario incrementar la anualidad prevista para 2011 en 206,5 M€. En dicho cálculo se ha considerado el tipo de interés que devengarán los derechos de cobro del déficit 2010 a partir del 1 de enero de 2011 con carácter provisional (2%) según se establece en la Orden ITC/688/2011 y que dichos derechos de cobro se recuperarán en un plazo máximo de 15 años a contar desde el 1 de enero de 2010.⁴

En consecuencia, se considera necesario modificar el artículo 3 de la Orden ITC/3353/2010 con objeto de incorporar la anualidad para 2010 correspondiente a FADE tras la cuarta emisión (571.987.851,50 €), actualizar las anualidades de los titulares iniciales de los derechos de cobro de los déficit de los años 2008 (270.012.925,74 €), 2009 (74.731.917,38 €) y 2010 (que ascendería a 233.256.634,87 € incluyendo la anualidad correspondiente a los 2.500 M€ de derechos de cobro de 2010, a la espera de su reconocimiento en la modificación del RD 437/2010, del que emitió esta Comisión su informe 10/2011).

En resumen, en el Cuadro 10 se compara el escandallo de costes previsto para 2011 y el que resulta de considerar la actualización de las partidas de coste descritas anteriormente. En la actualización de las anualidades se ha incorporado la anualidad que corresponde a 2.500 M€ en

⁴ Según el artículo 1. Ocho del Real Decreto-ley 14/2010, los desajustes temporales de liquidaciones del sistema eléctrico que se produzcan en 2010, hasta una cuantía máxima de 2.500 millones de euros, tendrán la consideración de déficit de ingresos del sistema de liquidaciones eléctrico para 2010, que generará derechos de cobro que podrán ser cedidos por sus titulares al Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico.

Según lo establecido en el artículo 2.1.iii del R.D. 437/2010, los "Derechos de cobro Déficit 2010" se recuperarán en un plazo máximo de 15 años a contar desde el 1 de enero del ejercicio siguiente al de su reconocimiento. Puesto que fueron reconocidos en la Orden ITC/3419/2009, de 28 de diciembre, habrán de recuperarse en un plazo máximo de 15 años desde el 1 de enero de 2010.

concepto de financiación del desajuste de 2010. Se observa que, tras la revisión, los costes previstos para 2011 aumentan en 492,8 M€ respecto a los considerados en marzo de 2011.

Cuadro 10. Comparación de los costes de acceso previstos por el MITC en la Orden ITC/3353/2009, Orden ITC/688/2011 y Orden ITC/1068/2011 para 2011 y previsión de costes actualizada a junio de 2011

Coste de acceso (Miles €)	Costes previstos marzo 2011 (Orden ITC/3353/2010 + Orden ITC/688/2011 + Orden ITC/1068/2011) (A)	Costes previstos junio 2011 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (D) sobre (B)
Coste Transporte	1.534.426	1.534.426	-	0,0%
Coste Distribución	5.231.289	5.231.289	-	0,0%
Coste Gestión Comercial	226.591	226.591	-	0,0%
Costes de diversificación	6.595.488	6.815.635	220.147	3,3%
Prima RE	6.019.145	6.172.220	153.075	2,5%
Servicio de interrumpibilidad	522.000	589.072	67.072	12,8%
Resto	54.343	54.343	-	0,0%
Costes Permanentes	824.924	824.924	-	0,0%
Cuotas	64.270	64.270	-	0,0%
Compensación extrapeninsular	760.654	760.654	-	0,0%
Anualidades déficit actividades reguladas	1.902.342	2.120.016	217.674	11,4%
Exceso déficit años anteriores	-	55.023	55.023	n.a
Otros	- 48.900	- 48.900	-	0,0%
Costes de acceso	16.266.160	16.759.004	492.844	3,0%

Fuentes: Real Decreto-Ley 14/2010, Orden ITC/3353/2010, Orden ITC/688/2011, Orden ITC/1068/2011 y CNE.

3.3 Previsión de ingresos regulados para 2011

Según la previsión de la demanda mostrada en el epígrafe 3.1, los ingresos previstos según los peajes de acceso de la propuesta de Orden a partir del 1 de julio de 2011, ascienden a 12.750 M€, cifra inferior en 286 M€ a la que resulta sin considerar la actualización de la demanda (véase Cuadro 11). Estos ingresos no incluyen la facturación por energía reactiva, los excesos de potencia, los ingresos de aplicar el peaje de acceso de los generadores ni la liquidación de las penalizaciones aplicadas a los consumidores suministrados por CUR de forma transitoria, sin derecho a SUR, que se estiman en conjunto en 597 M€. Los ingresos totales previstos para el ejercicio 2011, incorporando los conceptos anteriores, ascienden a 13.347 M€⁵.

⁵ No se tiene en cuenta el impacto de la introducción de la discriminación horaria supervalve.

Cuadro 11. Ingresos por facturación de peajes de acceso previstos para 2011 en marzo y junio de 2011

Facturación tarifas de acceso 2011 (Miles €)				
	Previsión marzo 2011 (A)	Previsión junio 2011 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
BT	9.678.755	9.499.968	-178.786	-1,8%
Pc ≤ 10 kW	6.576.541	6.386.900	-189.641	-2,9%
2.0 A	6.232.618	6.049.294	-183.324	-2,9%
2.0 DHA	343.923	337.606	-6.317	-1,8%
10 < Pc ≤ 15 kW	881.142	894.643	13.500	1,5%
2.1 A	688.013	686.950	-1.063	-0,2%
2.1 DHA	193.129	207.693	14.563	7,5%
Pc > 15 kW	2.221.071	2.218.425	-2.645	-0,1%
3.0 A	2.221.071	2.218.425	-2.645	-0,1%
MT	2.848.747	2.741.729	-107.018	-3,8%
3.1 A	938.666	886.041	-52.626	-5,6%
6.1	1.910.080	1.855.688	-54.392	-2,8%
AT	508.408	507.952	-456	-0,1%
6.2	242.878	238.693	-4.185	-1,7%
6.3	99.758	100.161	403	0,4%
6.4	165.771	169.097	3.326	2,0%
Total	13.035.909	12.749.649	-286.260	-2,2%

Fuente: Orden ITC/688/2011, Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero y CNE

Teniendo en cuenta el grado de incertidumbre sobre la evolución de la demanda y su composición por grupos tarifarios, se han calculado otros escenarios de demanda con el objeto de analizar el efecto de la propuesta (mantener los peajes de acceso a partir del 1 de julio de 2011) para cubrir los costes de acceso teniendo en cuenta el máximo legal permitido para el déficit de actividades reguladas en 2011 (3.000 M€), se han analizado tres escenarios de demanda adicionales.

- Escenario 1: Se considera el mismo decremento de demanda respecto de la previsión de junio de 2011 por grupo tarifario.
- Escenario 2: Se considera que la contracción de la demanda, respecto de la previsión de junio de 2011, se concentra en los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (esto es, peajes de acceso 2.0 A y 2.0 DHA), con un impacto negativo en los ingresos del sistema.
- Escenario 3: Se considera que el decalaje entre la demanda en b.c. y la demanda en consumo registrado en 2010 se mantiene en 2011, por lo que la demanda en consumo prevista para 2011 aumenta un 0,65% respecto del cierre real 2010. Adicionalmente, se ha supuesto que el incremento es homogéneo entre grupos tarifarios.

En el Cuadro 12 se resumen los escenarios analizados y su impacto en el déficit de actividades reguladas. Se observa que los ingresos del sistema con los peajes de acceso de la propuesta podría elevar el déficit de acceso por encima del límite legal permitido, entre 117 M€ bajo un escenario en el que la demanda prevista para 2011 coincida con la estimada en diciembre de 2010, y 412 M€ bajo el escenario de demanda actualizada en junio de 2011.

Cuadro 12. Previsión de ingresos por peajes de acceso para 2011 según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden

	Previsión marzo 2011	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Previsión junio 2011
Déficit de acceso (A) - (B)	- 3.116.972	- 3.195.486	- 3.237.612	- 3.295.204	- 3.412.028
Ingresos de acceso (A)	13.642.032	13.563.518	13.521.391	13.463.800	13.346.976
Costes de acceso (B)	16.759.004	16.759.004	16.759.004	16.759.004	16.759.004
Límite permitido RDL 6/2010 (C)	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000	3.000.000
Desajuste (A) - (B) + (C)	-116.972	-195.486	-237.612	-295.204	-412.028

Fuente: Orden ITC/688/2011, Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero y CNE

Los elementos de incertidumbre en el escenario de 2011, en particular, la evolución tanto de la demanda por grupos tarifarios, como de determinadas partidas de costes, llevan a considerar que no se revise a la baja ningún peaje de acceso en el tercer trimestre de 2011, debido a que supondría una merma de los ingresos del sistema y poner en riesgo el cumplimiento del límite legal permitido para el déficit de actividades reguladas.

No obstante lo anterior, la propuesta de Orden establece en la disposición adicional primera la consideración como ingresos liquidables del sistema la anualidad del desajuste de ingresos del año 2010 establecida en la Orden ITC/3519/2009 (211,8 M€) y el Plan de Viabilidad de Elcogás (67,3 M€), lo que minorará el déficit previsto para 2011.

En caso de considerar los ingresos liquidables anteriores y el superávit de pagos por capacidad, el déficit de actividades reguladas podría situarse en valores cercanos al legal permitido⁶, si bien existen incertidumbres sobre la evolución más desfavorable de la demanda y sobre el comportamiento más expansivo al previsto en determinadas partidas de costes.

4 OTRAS CONSIDERACIONES

4.1 Peajes de acceso supervalle a partir de 1 de julio de 2011 Discriminación horaria Supervalle

La propuesta de Orden introduce en su artículo 3 el peaje de acceso denominado supervalle (DHS) y establece en el Anexo I los correspondientes términos de potencia y energía, así como los precios para la financiación de los pagos por capacidad y los coeficientes de pérdidas, aplicables a la discriminación horaria supervalle tanto para consumidores con potencia contratada igual o inferior a 10 kW como para consumidores con potencia contratada superior a 10 kW e inferior a 15 kW.

⁶ En los análisis presentados no se ha considerado el impacto sobre los ingresos del sistema de la introducción de la discriminación horaria supervalle.

Sobre el perfil de la discriminación horaria supervalle

El Real Decreto 647/2011, de 9 de mayo, por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema para la realización de servicios de recarga energética, introduce una nueva discriminación horaria denominada supervalle, de aplicación a los suministros en baja tensión para potencias contratadas no superiores a 15 kW, con el objeto de promover la recarga del vehículo eléctrico durante las horas de menos demanda del sistema (entre la 1:00 h y las 7:00 h).

En la disposición adicional segunda del citado Real Decreto se establece que en el plazo de un mes desde la entrada en vigor del mismo, Red Eléctrica de España, S.A. (REE), remitirá a la Comisión Nacional de Energía y al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, una propuesta de perfiles de consumo para 2011 del peaje de acceso supervalle y de la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle que resultarán de aplicación a efectos de liquidación de la energía de aquellos puntos de suministro de clientes que, de acuerdo con la normativa aplicable, no tengan la obligación de disponer de registro de consumo horario en sus equipos de medida. El 21 de junio de 2011 se recibió en esta Comisión la propuesta de perfil inicial para la discriminación horaria supervalle a efectos de la liquidación de energía para el año 2011.

Respecto a la propuesta de perfil inicial para discriminación horaria supervalle elaborada por REE, debido a la inexistencia de medidas empíricas para la elaboración de dichos perfiles, será necesaria su revisión y actualización periódica con el objeto de adaptarlos a los perfiles reales de carga obtenidos a partir de la implantación de los sistemas de recarga de los vehículos eléctricos.

Asimismo, teniendo en cuenta la escasa experiencia disponible en cuanto a la implantación del vehículo eléctrico en España, se realizan las siguientes consideraciones con el objeto de que sean tenidas en cuenta para futuras revisiones de los perfiles:

- En lo que respecta al perfil de carga del vehículo, se hace necesario contrastar las hipótesis realizadas sobre el patrón de movilidad y el comportamiento del usuario frente a la recarga, con datos reales a partir de la experiencia en la implementación de los sistemas de recarga del vehículo eléctrico. En concreto, se deberá verificar en un futuro la variación del perfil medio asociado a la carga del vehículo eléctrico en las primeras horas de la tarifa supervalle (a partir de la hora 01:00).
- Por otro lado, esta Comisión considera necesario ajustar los perfiles de consumo a los consumidores con mayor potencial de adaptación del vehículo eléctrico, presumiblemente aquellos con un mayor poder adquisitivo. En este sentido, parece que la previsión de consumo anual de 2.900 kWh podría ser baja para este tipo de consumidores.
- Los perfiles propuestos deberán adaptarse en un futuro a la solución técnica que finalmente se establezca en las Instrucciones Técnicas Complementarias sobre instalaciones para la carga de vehículos eléctricos, actualmente en fase de redacción, especialmente si finalmente se optara por que los puntos de consumo del vehículo eléctrico tuvieran un contador independiente.

Sobre la discriminación horaria supervalle

En el Cuadro 13 se comparan los peajes de acceso con discriminación horaria supervalle con los aplicables para los peajes de acceso de uno y dos periodos.

Se observa para la discriminación horaria supervalle (DHS) que los recargos y descuentos por periodo horario son diferentes para los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW y los consumidores con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW, si bien el calendario y el perfil a efectos de la liquidación de energía es el mismo para ambos colectivos.

Cuadro 13. Precios de los peajes de acceso de baja tensión con Potencia contratada inferior 15 kW

Tarifa	Tp (€/kW y año)	Te (€/kWh)			Relación de precios de los Te de cada tarifa de acceso frente al Te del peaje 2.0 A/2.1A		
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	16,633129	0,064139					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	16,633129	0,089795	0,003207		1,40	0,05	
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	16,633129	0,089795	0,004490	0,001604	1,40	0,07	0,03
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	31,773045	0,056357					
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	31,773045	0,073264	0,012962		1,30	0,23	
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	31,773045	0,073264	0,017499	0,006481	1,30	0,31	0,11

Fuentes: Orden ITC/688/2011 y Propuesta de Orden

Según la Memoria que acompaña a la propuesta de Orden en el diseño de los precios aplicables a los peajes de acceso supervalle se ha considerado como premisas, por una parte, “que sólo aquellos consumidores que actualmente han optado por la discriminación horaria tendrán incentivos al cambio a un peaje con un periodo adicional de discriminación” y, por otra parte, que los precios de los periodos 2 y 3 de la nueva discriminación horaria se han diseñado “para que no tengan impacto en el consumidor medio, es decir, el precio del periodo de punta y su consumo permanecen inalterados en la propuesta realizada”.

Esta Comisión se remite a las consideraciones del Informe 25/2010 sobre la propuesta de Real Decreto por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema.

“Se considera que la relación de precios entre los distintos periodos horarios que se establezca en la correspondiente Orden ITC debería ser el resultado de la aplicación de una metodología de costes y que, en cualquier caso, dado que el periodo 2 se desagrega en dos periodos, la relación de precios debería determinarse a efectos de incentivar el traslado del consumo a las horas de supervalle y desincentivar el consumo en periodo de punta. Es decir, imputar los costes que su suministro ocasiona al sistema. En caso contrario, podría producirse un traspaso de los consumidores acogidos a tarifas de baja tensión con discriminación horaria en dos periodos a la nueva discriminación horaria, con el consecuente impacto sobre los ingresos del sistema y el déficit de ingresos regulados del sector.

Finalmente, se considera que el establecimiento de los precios del término de energía de la nueva modalidad de discriminación horaria debe realizarse necesariamente junto con la revisión de los términos de potencia y energía del resto de los peajes de acceso, de forma que se alcance el nivel de ingresos necesario para cubrir los costes de acceso.”

Sobre el impacto de la introducción de los peajes supervalle en el comportamiento de los consumidores.

Con objeto de analizar el impacto de la introducción de los nuevos peajes de acceso, se compara, en términos anuales, la facturación media de acceso que pagaría el consumidor medio⁷ en su tarifa actual y bajo la discriminación horaria supervalle, sin modificar su perfil de consumo, para la demanda actualizada a junio de 2011 (véase epígrafe 3.1)

En el Cuadro 14 se recogen los descuentos en la facturación de acceso que obtendría un consumidor que actualmente no está acogido a discriminación horaria, al pasar a la discriminación horaria en dos o tres periodos, sin modificar su perfil de consumo.

Cuadro 14. Impacto sobre la facturación media de acceso del traspaso del consumidor medio del peaje 2.0 A al peaje 2.0 DHA y 2.0 DHS y del consumidor medio del peaje 2.1 A al peaje 2.1 DHA y al peaje 2.1 DHS

Tarifa de Origen	Tarifa de destino		Tarifa de Origen	Tarifa de destino	
	2.0 DHA	2.0 DHS		2.1 DHA	2.1 DHS
2.0 A	-17%	-17%	2.1 A	-12%	-12%
2.0 DHA		-1%	2.1 DHA		-2%

Fuentes: Orden ITC/688/2011, Propuesta de Orden y CNE

Se observa que, los consumidores acogidos a peajes de acceso sin discriminación horaria (2.0 A / 2.1 A) obtienen descuentos similares en caso de contratar los peajes de acceso con discriminación en dos o tres periodos. En particular, los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW obtendrían un descuento en su facturación de acceso aproximadamente del 17% y los consumidores con potencia contratada comprendida entre 10 y 15 kW del 12%. Los consumidores que ya discriminan su consumo en dos periodos obtendrían un descuento del 1%.

Adicionalmente, debe tenerse en cuenta el impacto sobre la factura de energía del consumidor derivado de la diferencia de perfil en las liquidaciones de la energía en el mercado, sin una modificación de su patrón de consumo. En el Cuadro 15 se compara la diferencia de facturación, en términos anuales, por el coste de la energía en el mercado derivado de aplicar el perfil correspondiente a los peajes con discriminación horaria⁸ en las liquidaciones de energía en el mercado. Se observa que en términos de facturación de energía los consumidores acogidos a peajes sin discriminación horaria obtendrían un descuento cercano al 4% en caso de acogerse a la discriminación horaria en dos periodos y del 0,5% en caso de acogerse a la discriminación horaria supervalle. Los consumidores que ya discriminan su consumo en dos periodos verían prácticamente invariable su factura por energía.

⁷ Consumidor medio 2.0 A: Potencia contratada 4,05 kW y consumo anual 2.690 kWh
Consumidor medio 2.0 DHA: Potencia contratada 5,78 kW, consumo anual en el periodo 1 de 2.109 kWh y consumo anual en el periodo 2 de 5.461 kWh.
Consumidor medio 2.1 A: Potencia contratada 12,76 kW y consumo anual 10.425,15 kWh
Consumidor medio 2.1 DHA: Potencia contratada 12,57 kW, consumo anual en el periodo 1 de 4.936 kWh y consumo anual en el periodo 2 de 12.951 kWh

⁸ En el caso de la tarifa de acceso supervalle se ha empleado el perfil propuesto por REE.

Cuadro 15. Impacto sobre la facturación media por energía del consumidor medio de la tarifas 2.0 A y 2.1 A por diferencia de perfil en la liquidación de la energía en el mercado, para el ejercicio 2010.

Tarifa de Origen	Tarifa de destino		Tarifa de Origen	Tarifa de destino	
	2.0 DHA	2.0 DHS		2.1 DHA	2.1 DHS
2.0 A	-3,8%	-0,5%	2.1 A	-3,8%	-0,5%
2.0 DHA		0,2%	2.1 DHA		0,1%

Fuente: CNE

Impacto sobre los ingresos del sistema

Dada la falta de información disponible sobre el colectivo potencial de consumidores afectados por el nuevo peaje, no es posible realizar una estimación del impacto de la introducción de dicho peaje sobre los ingresos del sistema a corto plazo, en 2011.

Con objeto de valorar mínimamente el impacto de la introducción del nuevo peaje sobre los ingresos del sistema a medio plazo, cabe indicar que si el 10% de los consumidores acogidos actualmente a peajes sin discriminación horaria se acogieran al peaje de acceso supervalle los ingresos del sistema se reducirían, en términos anuales, en 114 M€.

Sobre el pago de capacidad.

La propuesta de Orden establece los precios para la financiación del coste derivado de los pagos de capacidad aplicables a los peajes de acceso con discriminación horaria supervalle. En particular, el precio del periodo 1 es equivalente al precio del periodo 1 del peaje de acceso en dos periodos, mientras que los precios del periodo 2 y 3 son un 35% superior y un 20% inferior al precio del periodo 2 del peaje de acceso en dos periodos, respectivamente, sin que en la propuesta de Orden ni en la Memoria que la acompaña se justifique la tales precios⁹. Se considera necesario que dichos precios sean establecidos de acuerdo con una metodología objetiva, transparente y no discriminatoria, que elimine las incoherencias vigentes en los precios de pagos por capacidad de periodos horarios similares de distintos grupos tarifarios (por ejemplo, las horas del periodo de supervalle tienen precio por pago por capacidad distinto de cero, mientras que el precio en dichas horas que están comprendidas en el periodo 6 tienen precio igual a cero).

Sobre el calendario de aplicación

Esta Comisión, en su informe 25/2010 sobre el Real Decreto por el que se regula la actividad de gestor de cargas del sistema, indicó que la adopción de la discriminación horaria supervalle debía implicar la instalación de un nuevo equipo de medida electrónico, de forma que pudiera establecerse que el periodo 3 comprendiera durante todo el año entre la 1:00 y las 7:00h; debido a que es el periodo más aconsejable desde la perspectiva de la eficiencia del sistema eléctrico.

No obstante, el Real Decreto 647/2011 introduce la discriminación denominada supervalle sin la obligación de la instalación del equipo de medida horario, estableciendo en las disposiciones adicional primera y final primera el calendario aplicable a dicha discriminación horaria sin diferenciar entre invierno y verano.

⁹ La CNE remitió al MITC en 2008 una Propuesta de Financiación de los pagos por capacidad.

Dicha regulación implicará la necesidad de realizar actuaciones en los equipos de medida electromecánicos en las fecha de cambio de hora, por lo que se considera que, de manera similar a lo que se produce para el resto de peajes de acceso de baja tensión, se debería diferenciar entre el calendario aplicable durante el periodo de invierno y el calendario aplicable durante el periodo de verano. En consecuencia, se propone introducir mediante una nueva disposición final en un Real Decreto, o bien mediante la publicación de la oportuna corrección de errores del Real Decreto 647/2011, el siguiente calendario para la discriminación horaria supervalle:

INVIERNO			VERANO		
P1	P2	P3	P1	P2	P3
12-22	6-12 22-24	0-6	12-23	0-1 7-13 23-24	1-7

4.2 Actualización de las tarifas y primas del régimen especial

Según se establece en el artículo 44.1 y en la Disposición Transitoria Segunda del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía en régimen especial, se realizan las actualizaciones correspondientes al tercer trimestre de 2011, conforme a lo dispuesto en el anexo VII de dicho Real Decreto.

Las variaciones trimestrales de los índices de referencia presentados en la propuesta de Orden, utilizados para la actualización del segundo trimestre de 2011, han sido de un incremento de 13,7 puntos básicos para el IPC, un aumento del 10,574% para el precio del gas natural y un incremento del 18,902% para el precio del Gasóleo, el GLP y el Fuel.

Para dicho periodo, la CNE ha comprobado que la variación del IPC propuesto en la Orden, se corresponden con los datos publicados en el INE.

Respecto de la variación del IComb correspondiente al Gasóleo, el GLP y el Fuel, según los precios CIF publicados en los Boletines CORES y lo dispuesto en el anexo VII del Real Decreto 661/2007, el resultado obtenido es de 18,906%, lo que no tiene efectos apreciables en las propuestas de tarifas y primas contenidas en el anexo II de la propuesta de Orden.

Finalmente, respecto del incremento del precio del gas natural, cabe señalar que se debe aplicar la nueva redacción del anexo VII del Real Decreto 661/2007, en el cual se sustituye el índice de referencia del combustible utilizado para la actualización de tarifas y primas de las cogeneraciones que utilizan gas natural Icomb, por el nuevo índice, CbmpGN (coste base de la materia prima del gas natural en el trimestre en que vaya a ser de aplicación, en c€/kWh PCS) según establece la disposición final primera de la Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre.

En la Resolución de 14 de junio de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, se publican los valores del coste de la materia prima y del coste base de la materia prima del gas natural para el tercer trimestre de 2011, a los efectos del cálculo del complemento de eficiencia y los valores retributivos de las instalaciones de cogeneración y otras en el Real Decreto 661/2007. El índice CbmpGn correspondiente al mencionado tercer trimestre de 2011 tiene un valor de 2,8192 c€/kWh. La variación propuesta de 10,574% de incremento para el precio del gas natural es acorde con dicha especificación.

Con los nuevos precios, los subgrupos a.1.1 y a.1.2 incrementan su retribución una media del 6,57% y 13,11% respectivamente, las instalaciones del grupo c.2 aumentan su retribución un 13,60%, y las correspondientes a las instalaciones acogidas a la disposición transitoria segunda, la incrementan un promedio del 10,81%.

4.3 Disposición adicional primera. Cierre de los saldos excedentarios de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósito por la Comisión Nacional de Energía

La Disposición Adicional Primera, bajo el título “*Cierre de los saldos excedentarios de determinadas cuentas abiertas en régimen de depósito por la Comisión Nacional de Energía*”, se incluyen dos saldos de muy distinta naturaleza.

Por un lado, es cierto que existe un saldo del orden de 67 millones de € correspondiente al Plan de Viabilidad de Elcogás que, si bien ha sido dotado en sucesivas Ordenes de Tarifas, con objeto de cumplir un acuerdo del Consejo de Ministros, no fue transferido a dicha empresa desde liquidaciones, al existir una Decisión de la U.E. que lo impedía.

Por ello, es necesario desbloquear esta situación, incluyendo el saldo de la cuenta como ingreso de las liquidaciones de las actividades reguladas.

En relación con el saldo que se menciona en la propuesta de Orden correspondiente al desajuste de ingresos de 2010, cabe señalar que el mecanismo de las liquidaciones hace que la cantidad que ingresan los distribuidores en la cuenta específica abierta a estos efectos, se distribuya ese mismo día entre aquellos que han financiado el déficit; en consecuencia, el saldo al final de cada día siempre es nulo. Por ello, si el objetivo es que al titular el desajuste de ingresos de 2010 se tenga en cuenta lo ya cobrado, se debería considerar esta cantidad (211,8 millones de €), bien para reconocer los derechos que las empresas pueden ceder al Fondo de Titulización tal como propuso la CNE en su Informe 10/2011, bien establecer la obligación de devolver lo ya percibido a través del proceso de liquidaciones.

4.4 Disposición adicional segunda. Precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión para consumidores domésticos.

Tal y como esta Comisión puso de manifiesto en el “Informe de la CNE sobre el mandato establecido en la Orden ITC/3860/2007, de tarifa 2008, relativo al precio de alquiler de los contadores electrónicos con discriminación horaria y con posibilidad de telegestión” aprobado por el Consejo de la CNE con fecha 18 de junio de 2008.

4.5 Disposición transitoria única. Adaptación de los equipos de medida para la aplicación de los peajes y la tarifa de último recurso con discriminación horaria supervalle

La Disposición transitoria única de la propuesta de Orden establece el régimen aplicable para la facturación de acceso durante el periodo necesario para realizar la adaptación de los equipos de medida para la aplicación de los peajes y la tarifa de último recurso supervalle. En particular, durante un periodo de seis meses la facturación de los consumidores acogidos a los peajes de acceso o tarifa de último recurso supervalle se realizará con periodicidad bimestral a partir de los datos obtenidos de las lecturas reales de cada suministro y considerado un porcentaje de consumo en el periodo 1 del 32%, en el periodo 2 del 39% y en el periodo 3 del 29%.

En primer lugar, se establece que la facturación se realizará, tanto para los peajes de acceso 2.0 DHS y 2.1 DHS como para la TUR con DHS, con periodicidad bimestral en base a lecturas reales, lo que supone una excepción a la facturación mensual establecida con carácter general para las TUR.

Al respecto, una vez transcurrido el periodo transitorio, se considera que sea de aplicación la facturación mensual según consumos estimados. Por tanto, resulta necesario establecer la forma en la que se realizará la estimación mensual de la TUR supervalle en los casos en que no se disponga de consumo, precisando, en particular, las horas de utilización de cada uno de los tres periodos horarios.

En segundo lugar, la propuesta de Orden establece los porcentajes de consumo a facturar durante el periodo transitorio para aquellos consumidores que opten por la discriminación horaria supervalle. Los porcentajes a aplicar sobre el consumo total, no tienen en consideración las medidas de aplicar los equipos de medida con capacidad de discriminar en dos periodos.

En consecuencia, se considera más adecuado establecer porcentajes diferenciados para consumidores con equipo sin capacidad de discriminar o con capacidad de discriminación en dos periodos

Finalmente, teniendo en cuenta el perfil de la discriminación horaria supervalle propuesto por el Operador del Sistema y que el perfil únicamente es aplicable para el segundo semestre de 2011, se proponen, por simplicidad, los siguientes porcentajes para la facturación del consumo durante el segundo semestre de 2011:

Porcentajes de consumo aplicables para facturar a los consumidores acogidos a los peajes de acceso o de último recurso supervalle, con equipo de medida sin capacidad de discriminación horaria

P1	P2	P3
30%	18%	52%

Fórmula aplicable para facturar a los consumidores acogidos a los peajes de acceso o de último recurso supervalle, con equipo de medida con capacidad de discriminación horaria en dos periodos, siendo C1 el consumo registrado en el primer periodo y C2 el consumo registrado en el segundo periodo

P1	P2	P3
C1	0,26 x C2	0,74 x C2

4.6 Disposición final primera. Modificación de la Disposición final primera de la Orden ITC/4112/2005, de 30 de diciembre, por la que se establece el régimen aplicable para la realización de intercambios intracomunifarios e internacionales de energía eléctrica.

La Disposición Final Primera establece un procedimiento que pretende prevenir el hecho de que se produzcan saldos negativos como consecuencia del proceso de desacoplamiento de mercados.

Para ello, viene a unir las cantidades provenientes de las subastas de capacidad y las de los desacoplamientos de mercado, fija su flujo monetario a través de una cuenta con destino

específico gestionada por la CNE y, por último, establece que el saldo anual resultante se integre en liquidaciones.

Este procedimiento tiene como aspecto positivo que parte de la previsión de una posible disfuncionalidad, evitando que, de producirse ésta, se derive una situación temporal de impagos. Como parte negativa se ha de señalar que es en exceso compleja, creando un nuevo procedimiento, que profundiza en la desagregación de tareas e implicación de nuevos agentes y que no parece justificable desde el punto de vista de la economía global del sistema.

También, se atribuyen a la CNE unas obligaciones de gestión de cuentas en unos plazos, 2 días hábiles, que resultan de imposible cumplimiento, dado que su reglamentación no permite llevar a cabo orden de pago alguna sin acuerdo de su Consejo.

Por ello se considera conveniente que, en aras a la optimización de recursos, debiera mantenerse la situación actual, continuando siendo semanales las liquidaciones realizadas por los Operadores del Mercado y del Sistema e incluyéndose los saldos respectivos en las liquidaciones de las actividades reguladas realizadas por la CNE mensualmente. Bastaría para resolver el posible problema que se habilitara al Operador del Sistema para cubrir los defectos de liquidez del proceso de liquidación de las subastas y de las rentas de congestión de la interconexión con Portugal que coyunturalmente pudieran producirse con cargo a los saldos disponibles resultantes de las subastas de capacidad.

En conclusión que bastaría con que la Disposición Final Primera señalase que:

Se habilita al Operador del Sistema Eléctrico Español a que cubra los posibles desfases de tesorería consecuencia de la liquidación de las subastas y de las rentas de congestión de la interconexión con Portugal con cargo a los saldos positivos resultantes de las subastas explícitas de capacidad.

5 ALEGACIONES DEL CONSEJO CONSULTIVO DE ELECTRICIDAD

El día 16 de junio de 2011 se recibió en la Comisión Nacional de Energía, la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso, se establecen los peajes de acceso supervalle a partir del 1 de julio de 2011, y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del 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.

Se han recibido alegaciones por escrito (a 29 de junio de 2011), recogidas en el Anexo I del presente informe, de los siguientes miembros del Consejo Consultivo de Electricidad:

[CONFIDENCIAL]