



Comisión
Nacional
de Energía

INFORME SOBRE EL SECTOR ENERGÉTICO ESPAÑOL

PARTE I. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD ECONÓMICO-FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

7 de marzo de 2012

INDICE

PARTE I. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO	4
I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE	4
I.1 EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO	4
I.2 EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE ACCESO	5
I.3 EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO	6
I.4 ENDEUDAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	7
I.5 ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA A MEDIO PLAZO	9
I.6 PRECIOS FINALES DE LOS CONSUMIDORES ELÉCTRICOS EN EL ENTORNO EUROPEO.....	13
II. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO SOBRE EL DÉFICIT TARIFARIO	16
II.1 MEDIDAS SOBRE LOS COSTES Y LAS ACTIVIDADES REGULADAS	16
II.2 MEDIDAS QUE TRASLADAN COSTES DE ACCESO A COSTES DE ENERGÍA DE LOS CONSUMIDORES, CON IMPACTO EN EL DEFICIT TARIFARIO	30
II.3 MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES NO REGULADAS CON IMPACTO EN EL DÉFICIT (A TRAVÉS DE SU IMPACTO EN EL SALDO DE PAGOS POR CAPACIDAD LIQUIDABLE AL SISTEMA)	31
II.4 MEDIDAS DE EXTERNALIZACIÓN DE COSTES DE LOS PEAJES DE ACCESO ELÉCTRICOS.....	39
II.5 VALORACIÓN DE TODAS LAS MEDIDAS PROPUESTAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO	42
III. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO Y MEJORAS DE EFICIENCIA	64
III.1 APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA TARIFARIA	64
III.2 OTRAS MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES Y COSTE REGULADOS.....	67

ANEXO 1. CAUSAS DEL DESEQUILIBRIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	91
ANEXO 2. ESCENARIO BASE 2010-2020 EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	100
ANEXO 3. CALCULOS DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS RELACIONADAS CON LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	108
ANEXO 4. COSTES E INGRESOS REALES DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO EN LOS SISTEMAS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)	112
ANEXO 5. MEDIDAS ADICIONALES RESPECTO A LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA	115
ANEXO 6. ANALISIS DE RESULTADOS 2008-2010.....	120
ANEXO 7. FIGURAS TRIBUTARIAS	126

PARTE I. MEDIDAS PARA GARANTIZAR LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La Parte I de este informe da respuesta a la solicitud del Secretario de Estado de Energía de 27 de enero de 2012 en la se requiere que la CNE proponga medidas de ajuste regulatorio para atajar la creciente evolución del déficit tarifario del sector eléctrico, y que se pronuncie sobre la retribución de las actividades reguladas en este sector, la justificación de las cuantías en relación con los activos declarados, la necesidad de las inversiones previstas en relación con los planes de inversión y si procede el eventual freno o desaceleración de los mismos.

Esta primera parte del informe se estructura en las siguientes secciones:

- En primer lugar se lleva a cabo una descripción de la situación actual del sistema eléctrico español con especial atención a la evolución de los ingresos y los costes de las actividades reguladas en los últimos años, y la evolución prevista. Dentro de esta primera sección también se hace un especial énfasis a la evolución del régimen especial en los últimos años y a su impacto sobre los costes del sistema a corto y medio plazo.
- A continuación se proponen una serie de medidas de ajuste regulatorio con impacto económico a corto plazo sobre el déficit tarifario. Las medidas propuestas se estructuran en cuatro áreas: medidas que afectan a los costes reconocidos de las actividades reguladas; medidas que proponen recuperar determinadas partidas de costes dentro de los costes de energía en lugar de con cargo a los peajes de acceso; medidas sobre las actividades no reguladas con impacto en el déficit; y externalización de determinadas partidas de costes actualmente incluidas en los peajes de acceso. Dentro de esta sección se incluye una cuantificación del impacto de las medidas propuestas sobre los costes de las actividades reguladas del sistema eléctrico.
- Finalmente, esta PARTE I del informe recoge un conjunto de medidas que si bien tienen un impacto a medio plazo, supondrían un ahorro significativo de costes del sistema, así como mejoras de eficiencia. Dichas medidas deberán acometerse con carácter urgente para permitir su aplicación. A pesar de que el actual desequilibrio entre ingresos y costes hace necesaria la adopción de medidas regulatorias urgentes de impacto inmediato, es importante también implementar aquellas otras medidas que permitan corregir, en un horizonte de medio plazo, algunas de las deficiencias que presenta el sistema actual. En particular se considera fundamental que la CNE sea responsable de establecer una metodología integral, objetiva y transparente para el establecimiento de peajes de acceso a las redes que integre tanto la metodología de cálculo de la retribución de cada una de las actividades reguladas, como la asignación de cada componente de coste a los peajes de acceso, de forma que no existan subvenciones cruzadas ni entre actividades ni entre usuarios, y proporcionando señales de precios que induzcan comportamientos eficientes de costes y en el consumo.

Algunas de estas medidas podrían tener impacto económico en 2013 con la consiguiente disminución del déficit previsto.

I. DESCRIPCIÓN DE LA SITUACIÓN EXISTENTE

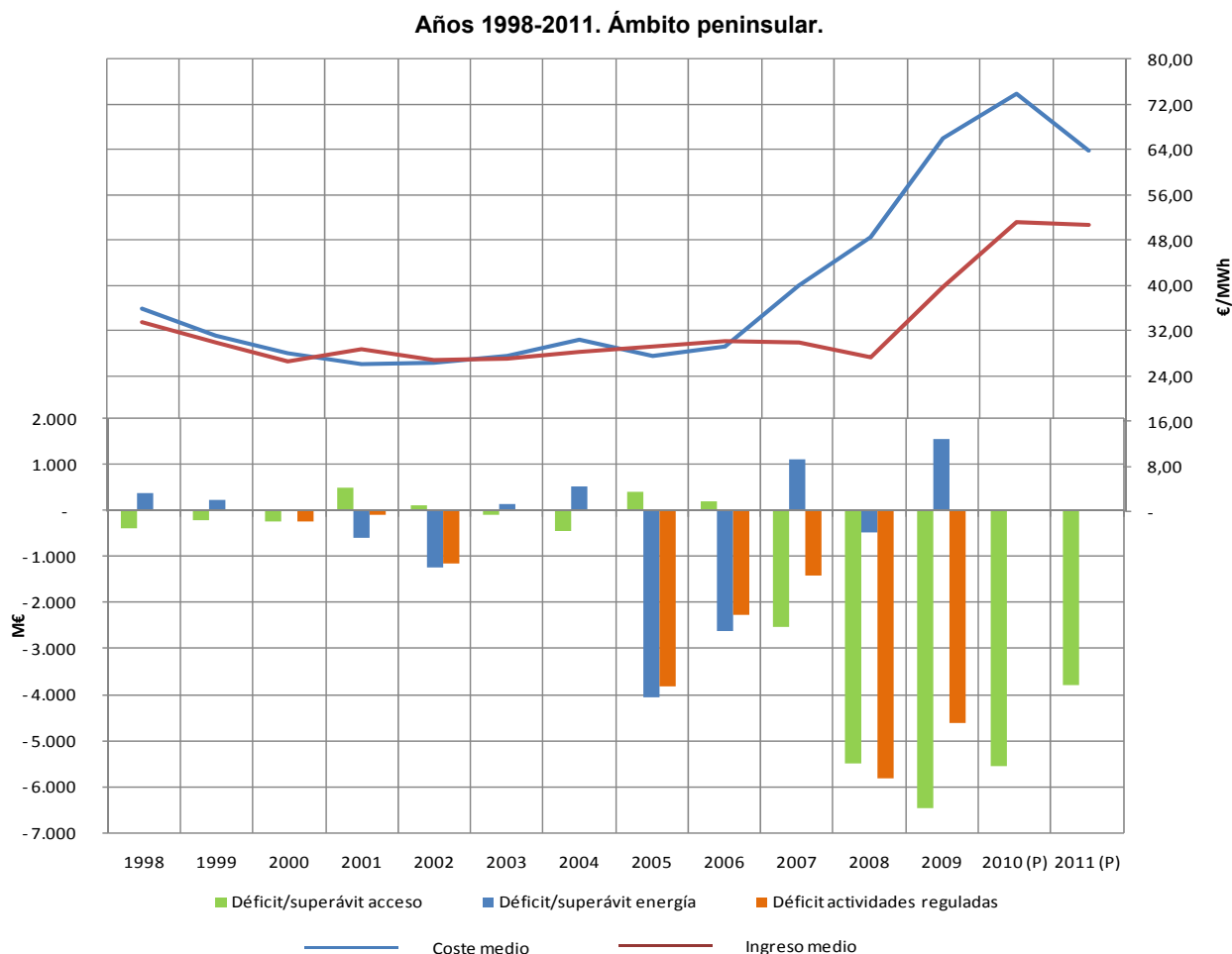
I.1 EVOLUCIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO

El sistema eléctrico español registra un déficit estructural de ingresos de actividades reguladas (déficit tarifario) desde hace una década, debido a que los costes que se han reconocido a las

distintas actividades y costes regulados han sido (y siguen siendo) superiores que los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores.

En el gráfico 1 se incluye la senda del ingreso medio por peajes y del coste medio de acceso registrada desde 1998 hasta 2011, mostrando la brecha aún existente entre el nivel de ingreso medio de los peajes de acceso y el coste medio de acceso. En la parte inferior del gráfico se muestra la evolución del déficit de las actividades reguladas (ámbito peninsular) y un cálculo del desglose de este déficit según su origen (generación y acceso).

Gráfico 1. Ingreso medio y coste medio de acceso (€/MWhconsumido). Evolución del déficit de actividades reguladas y del déficit por peajes de acceso (M€).



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010). En 2011, el déficit de actividades reguladas se corresponde con la Liquidación provisional 12/2011. A partir de 1 de julio de 2009, el déficit de actividades reguladas coincide con el déficit de acceso más el saldo de pagos por capacidad sujeto a liquidación.

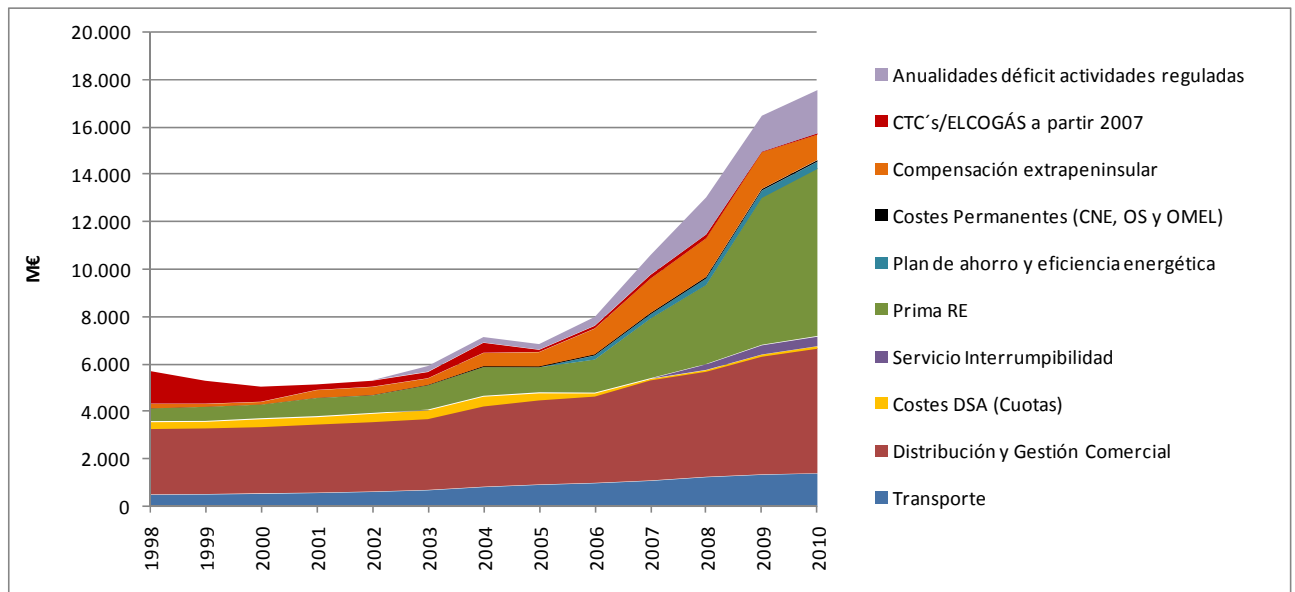
En el Anexo 1 se incluye una descripción en detalle de la evolución del déficit del sistema eléctrico.

I.2 EVOLUCIÓN DE LOS COSTES DE ACCESO

La senda de los costes de las actividades reguladas ha sido fuertemente expansiva desde 2006, tal y como puede observarse en el Gráfico 2. Desde 2006 (último año en que los peajes de acceso fueron suficientes) los ingresos medios por peajes de acceso han aumentado un 70% en términos

acumulados hasta 2010, mientras que el aumento de los costes de acceso fue un 140%. Las tres partidas de costes de acceso más significativas fueron las primas de régimen especial (representaron el 40,3% de los costes totales en 2010), los costes de redes (39,8%) y las anualidades para la financiación del déficit de las actividades reguladas (10,5%). Las partidas con una mayor contribución al crecimiento de los costes de acceso han sido las primas del régimen especial y las anualidades del déficit de ingresos, partidas que se han multiplicado por 5 desde 2006 a 2010.

Gráfico 2. Evolución de los costes del sistema. Año 1998-2010



Fuente: CNE

Costes DSA: Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento.

I.3 EVOLUCIÓN DE LOS PEAJES DE ACCESO

En el siguiente cuadro se muestra la evolución histórica, desde 2003 a enero de 2012, de los peajes medios de acceso (manteniendo la cesta de facturación por potencias y consumos por periodos horarios y grupos tarifarios previstos para 2010, a efectos de extraer únicamente el efecto de las variaciones de los peajes, evitando consideraciones del efecto de la evolución de la demanda en los ingresos medios por peajes). En términos nominales, los peajes han aumentado acumuladamente desde 2003 a enero de 2012 un 70,7% (con importantes diferencias entre grupos tarifarios).

Cuadro 1. Variación de los peajes de acceso desde 2003 hasta enero de 2012. Consumos y potencias contratadas por periodos y grupos tarifarios de 2010 fijos para todo el periodo analizado.

Peaje	2004 sobre 2003	2005 sobre 2004	2006 sobre 2005	2007 sobre 2006	2008 sobre 2007	Enero 2009 / Enero 2008	Julio 2009 / Enero 2009	2009 sobre 2008	Enero 2010 / Julio 2009	Julio 2010 / Enero 2010	Acumulado 2010	Enero 2011 / Julio 2010	Abril 2011 / Enero 2011	Octubre 2011 / Abril 2011	Enero 2012 / Octubre 2011	Acumulado: 2003-Enero 2012
PEAJES DE BAJA TENSION	1,5%	1,7%	3,4%	-0,9%	-11,4%	26,9%	15,0%	36,4%	11,9%	-2,2%	9,5%	0,0%	9,3%	-8,1%	10,6%	66,6%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1,5%	1,7%	4,2%	4,1%	-15,7%	34,2%	18,0%	46,3%	9,0%	-3,0%	5,7%	0,0%	10,8%	-11,5%	12,4%	74,1%
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	1,5%	1,7%	-0,5%	4,6%	-17,1%	36,9%	23,5%	33,0%	22,0%	0,0%	3,7%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	108,8%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1,5%	1,7%	6,8%	-12,6%	-18,0%	17,0%	27,3%	53,0%	9,6%	-5,3%	22,0%	0,0%	4,8%	-16,4%	21,2%	29,6%
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	1,5%	1,7%	1,9%	-12,0%	-17,3%	16,6%	27,1%	32,5%	22,0%	0,0%	22,0%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	57,5%
3.0 A (Pc > 15 kW)	1,6%	1,7%	1,9%	-9,9%	2,9%	11,5%	2,5%	12,9%	17,6%	0,0%	17,6%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	49,2%
PEAJES DE ALTA TENSION	1,6%	1,7%	2,6%	-18,6%	3,6%	24,5%	30,0%	55,2%	22,1%	0,0%	22,1%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	83,7%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	1,6%	1,7%	2,8%	-0,9%	2,7%	34,9%	30,0%	55,2%	18,2%	0,0%	18,2%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	133,4%
6.1 (1 kV a 36 kV)	1,6%	1,7%	2,8%	-13,0%	6,4%	23,2%	30,0%	41,7%	26,8%	0,0%	26,8%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	107,8%
6.2 (36 kV a 72.5 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-39,3%	3,1%	13,1%	30,0%	30,0%	25,0%	0,0%	25,0%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	25,9%
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-40,7%	-1,4%	9,3%	30,0%	25,7%	24,1%	0,0%	24,1%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	12,9%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-48,7%	-8,0%	9,4%	30,0%	25,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	-26,5%
TOTAL	1,5%	1,7%	3,2%	-5,1%	-8,4%	26,3%	18,4%	37,9%	14,5%	-1,6%	12,6%	0,0%	7,3%	-6,0%	8,3%	70,7%

Fuente: CNE

I.4 ENDEUDAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La falta de convergencia entre los ingresos y los costes de actividades reguladas en los últimos diez años ha generado una deuda del sistema que asciende a 21.812 M€ a 6 de marzo de 2012, fecha de desembolso de la 22ª cesión a FADE (23.312 M€ si se incluyen 1.500 M€ de déficit legalmente establecido para 2012). En el siguiente cuadro se recoge el reparto de los derechos de cobro del sistema a 6 de marzo de 2012, entre los distintos titulares. Después de las 22 cesiones (tanto sindicadas como privadas) realizadas por el Fondo de titulización (FADE), de los 21.812 M€ de deuda viva del sistema, el 59% de los derechos de cobro frente al sistema son de FADE, el 24% corresponde a las empresas eléctricas financiadoras de déficit y el 17% está cedido a terceros directamente por las empresas eléctricas o a través de subastas de déficit ex ante.

Cuadro 2. Deuda viva del sistema a 6 de marzo de 2012. Desglose por titulares de derechos de cobro

	Norma	Fecha reconocimiento	Valor base a 31 de diciembre del año correspondiente (Miles €)	Importe pendiente a 06/03/2012 (miles €)
Total déficit por tenedores de derechos de cobro frente al sistema				21.811.541
Cedido a terceros			5.074.883	3.601.919
Déficit peninsular 2005	Orden ITC/2334/2007	30 de junio de 2006	3.830.447	2.573.927
Déficit ex ante	Orden ITC/694/2008 y Resolución 12 de junio de 2008	12 de junio de 2008	1.244.436	1.027.993
Empresas eléctricas			20.434.792	5.500.059
Extrapeninsular 2003-2005	Orden ITC/3860/2007	2 de octubre de 2007	533.409	31
Déficit peninsular 2006	Real Decreto 485/2009	31 de diciembre 2006	2.279.940	28
Déficit 2009		31 de diciembre 2009	3.500.000	0,14
Déficit 2010 (*)	RD-Ley 6/2010 y Orden de tarifas del ejercicio correspondiente	31 de diciembre 2010	5.500.000	2.500.000
Déficit 2011 (**)		31 de diciembre 2011	3.000.000	3.000.000
FADE				12.709.563
Previsión déficit a ceder a FADE				1.500.000
Déficit 2012		31 de diciembre 2012		1.500.000
Total				23.311.541

(*) Del total del Déficit 2010 susceptible de cesión a FADE, las empresas eléctricas percibirían a 06/03/2012 un importe de 2.292.863 miles €, considerando el tipo de interés provisional del 2%. El resto hasta los 2.500.000,14 miles € se quedaría en una cuenta abierta en régimen de depósito por la CNE para hacer frente a los desajustes de las liquidaciones del sistema eléctrico.

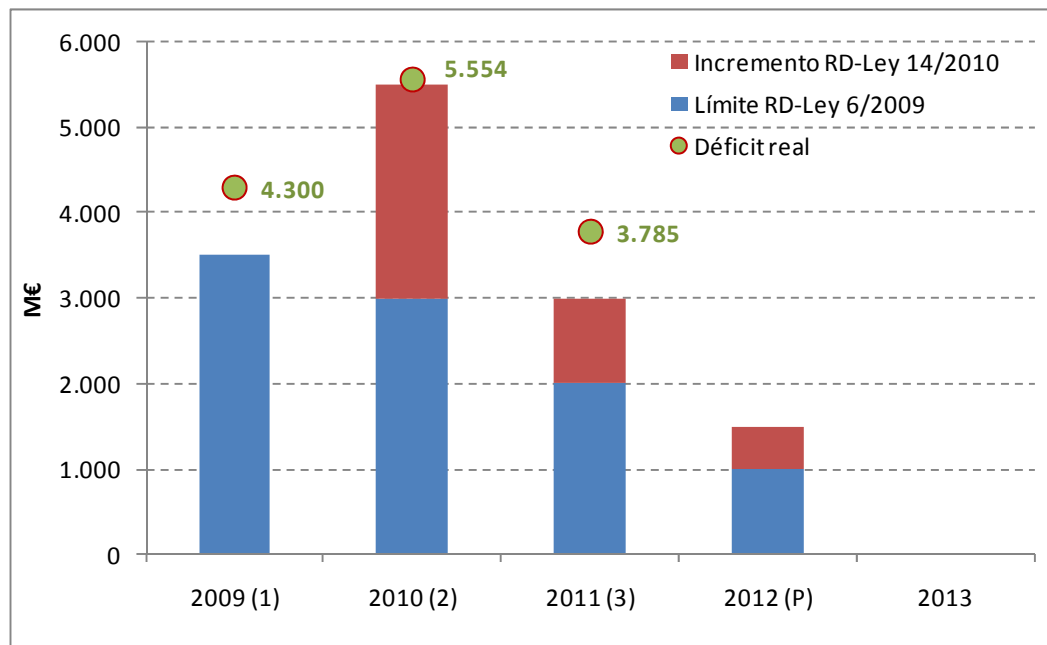
(**) Del total del Déficit 2011 susceptible de cesión a FADE, las empresas eléctricas percibirían a 06/03/2012 un importe de 2.856.775 miles €, considerando el tipo de interés provisional del 2%. El resto hasta los 3.000.000 miles € se quedaría en una cuenta abierta en régimen de depósito por la CNE para hacer frente a los desajustes de las liquidaciones del sistema eléctrico.

Fuente: CNE

Esta cifra de deuda viva no incluye el desajuste temporal previsto para 2011, que es la diferencia entre el déficit de actividades reguladas de la liquidación 14/2011 y el déficit ex ante establecido en 2011 (3000 M€). De acuerdo con la normativa vigente, dicho desajuste deberá reconocerse en la siguiente revisión de peajes de acceso.

El Real Decreto-Ley 6/2009 determinó una senda para la reducción anual del déficit en las liquidaciones de las actividades reguladas hasta 2013, fecha a partir de la cual los peajes de acceso deberán ser suficientes. Sin embargo dicha senda se ha incumplido sucesivamente. El Real Decreto-Ley 14/2010 amplió el límite del déficit permitido para los ejercicios 2011 y 2012 y reconoció el exceso de déficit del ejercicio 2010 (2.500 M€) como déficit titulizable a través de FADE. Dicha financiación ha supuesto un aumento de la anualidad que pagan los consumidores a través de los peajes de acceso del 5,6% en 2011 y un alargamiento del periodo de devolución de la deuda pendiente a 15 años.

Gráfico 3. Senda legal del déficit de actividades reguladas 2009-2013 y déficit liquidado (millones €) en 2009, 2010 y Liquidación 12/2011



Fuente: CNE y RDL 6/2009 y 14/2010:

(1) Déficit real 2009: Liq provisional 14/2009 – Devolución CO2: 4.300 millones €

(2) Déficit real 2010: Liq provisional 14/2010: 5.554 millones €

(3) Déficit 2011 estimado (hasta última liquidación): Liq provisional 12/2011: 3.785 millones €

I.5 ANÁLISIS DE LA SOSTENIBILIDAD FINANCIERA A MEDIO PLAZO

A efectos de justificar la necesidad de establecer medidas urgentes en los ingresos y costes del sistema para garantizar la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico, se ha estimado la senda temporal de déficit tarifario según diferentes escenarios de ingresos y costes.

En particular, se muestra a efectos meramente ilustrativos del problema, el resultado para la sostenibilidad del sistema de no introducir medidas ni en los ingresos ni en los costes de actividades reguladas. Para ello, se estima un escenario base que proyecta ingresos y costes de acceso hasta 2020, teniendo en cuenta:

- un crecimiento moderado de la demanda,
- que no hay nuevas inversiones hasta 2020 en energías renovables y cogeneración, aparte de lo inscrito en el registro de preasignación y
- una evolución de precios de mercado creciente a partir de 2015 que contribuye a moderar el impacto de la prima equivalente sobre los costes de acceso,
- que las ayudas al carbón autóctono según el Plan ed la Minería, finalizan en 2014 y
- que los pagos de capacidad se establecen según la normativa vigente.

Cuadro 3. Déficit anual (Millones de €) generado en el Escenario Base manteniendo los precios establecidos en la Orden IET/3586/2011 y supuesto un incremento anual constante del 2%.

	2012 (1)	2013	2014	2015	2016
ESCENARIO BASE					
Variación de peajes	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Déficit anual (M€)	-3.511	-4.817	-6.065	-5.952	-5.903
ESCENARIO BASE + Δ peajes constante del 2%					
Variación de peajes	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Déficit anual (M€)	-3.313	-4.281	-5.240	-4.818	-4.444

Fuente: CNE.

(1) En 2012 el aumento de peajes se aplica desde el 1 de abril.

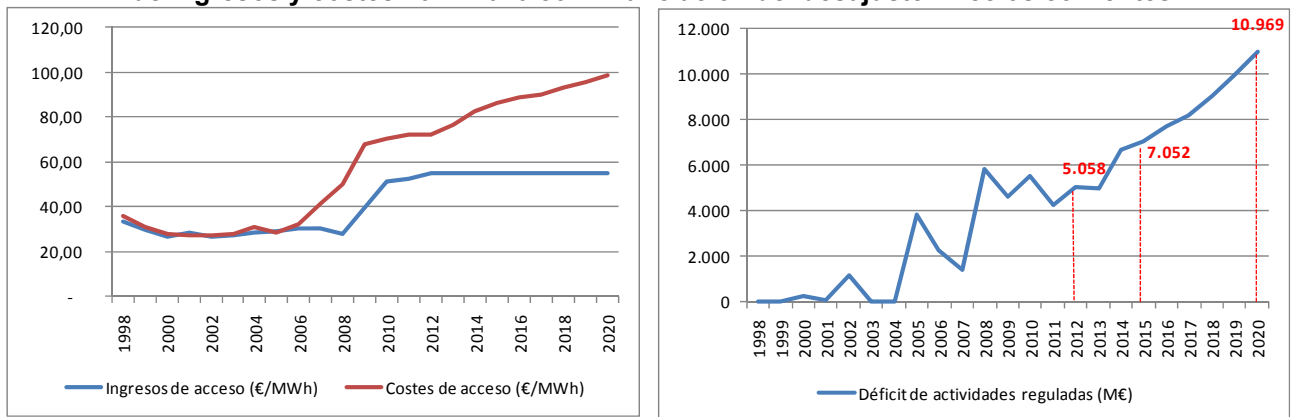
Según dicho escenario base (véase para mayor detalle el Cuadro 32 del Anexo 2), la única partida de coste con una disminución esperada significativa en dicho periodo corresponde a la compensación extrapeninsular, que, de acuerdo con el RDL 6/2009, su financiación se externaliza progresivamente de los peajes de acceso, trasladándose a los Presupuestos Generales del Estado¹, si bien la aplicación de dicha senda se ha incumplido desde el año 2010.

Cabe indicar que en el caso de no cumplir con la senda de financiación con cargo a los PGE establecida en el RDL 6/2009, y mantener como coste de acceso la financiación de la compensación extrapeninsular excepto 256,4 M€ con cargo a PGE, el aumento acumulado de los costes en el periodo 2012-2020 aumentaría un 10% con respecto al registrado en el escenario base. (Véase Cuadro 33 en el Anexo 2).

A modo ilustrativo el Gráfico 4 muestra que la senda financiera del sistema es insostenible, en caso teórico de que no se introduzcan medidas, ni sobre los ingresos (aumentos en los peajes) ni sobre los costes de actividades reguladas, y que se financie a través de FADE los desajustes que se vayan produciendo en cada ejercicio. Se observa que la brecha entre el coste medio y el ingreso medio de acceso aumenta en el tiempo, el déficit crece de forma tendencial, las anualidades en los peajes de los consumidores para la financiación del déficit aumentarían en el tiempo y la deuda viva del sistema aumentaría hasta llegar a 4,5 veces los ingresos de acceso previstos para 2020, según el escenario base de previsión. Estas cifras serán aún superiores según escenarios de evolución del régimen especial acordados con el mantenimiento de los objetivos de PER, así como bajo un escenario en el que se mantenga la financiación de la compensación extrapeninsular a largo plazo con cargo a los peajes de acceso, salvo la aportación de 256,4 M€ financiada hasta ahora con cargo a PGE.

¹ No obstante, los Presupuestos Generales del Estado correspondientes a los ejercicios 2009, 2010 y 2011 han establecido una financiación máxima de 256,4 M€.

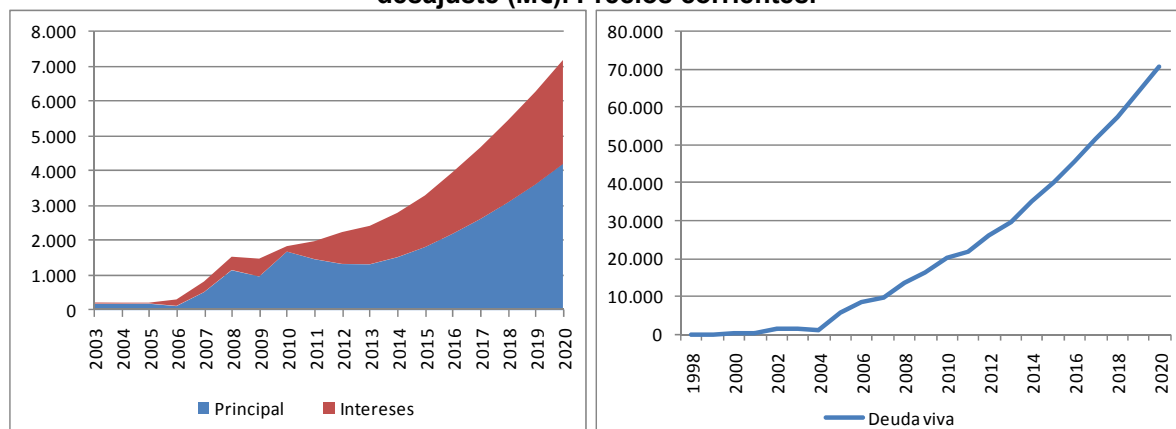
Gráfico 4. Evolución de los ingresos y costes medios (€/MWh consumido) de las actividades reguladas de electricidad, si no se incrementan los peajes de acceso ni se aplican medidas sobre los costes de actividades reguladas. Evolución del déficit de actividades reguladas (M€). Escenario base de ingresos y costes 2012-2020 con financiación del desajuste. Precios corrientes.



Fuente: CNE

Nota: Se mantienen desde 2012 a 2020 los peajes de acceso de la Orden IET/3586/2011.

Gráfico 5. Evolución de las anualidades para la financiación del déficit de liquidaciones y de la deuda viva del sistema si no se incrementan los peajes de acceso y no se aplican medidas en los costes de actividades reguladas. Escenario base de ingresos y costes 2012-2020 con financiación del desajuste (M€). Precios corrientes.

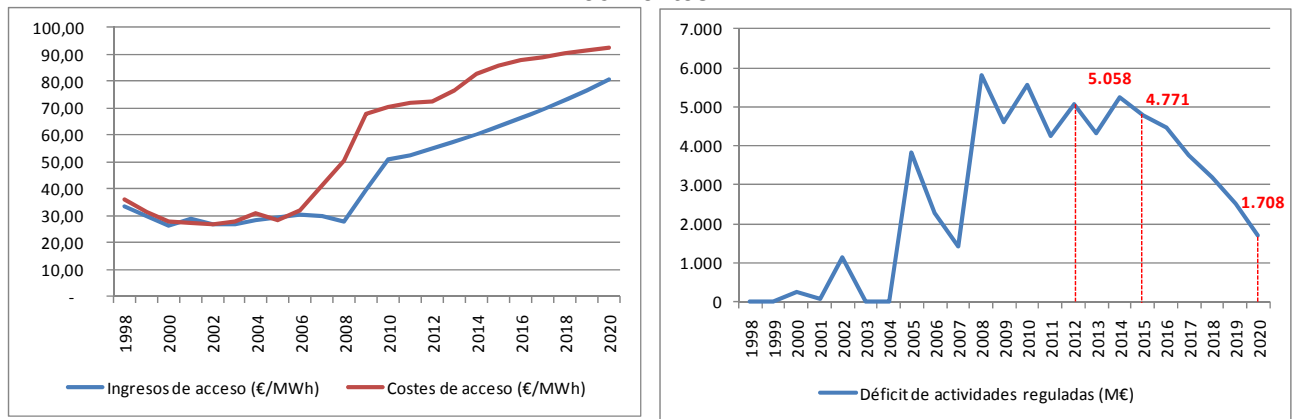


Fuente: CNE

Nota: Se mantienen desde 2012 a 2020 los peajes de acceso de la Orden IET/3586/2011.

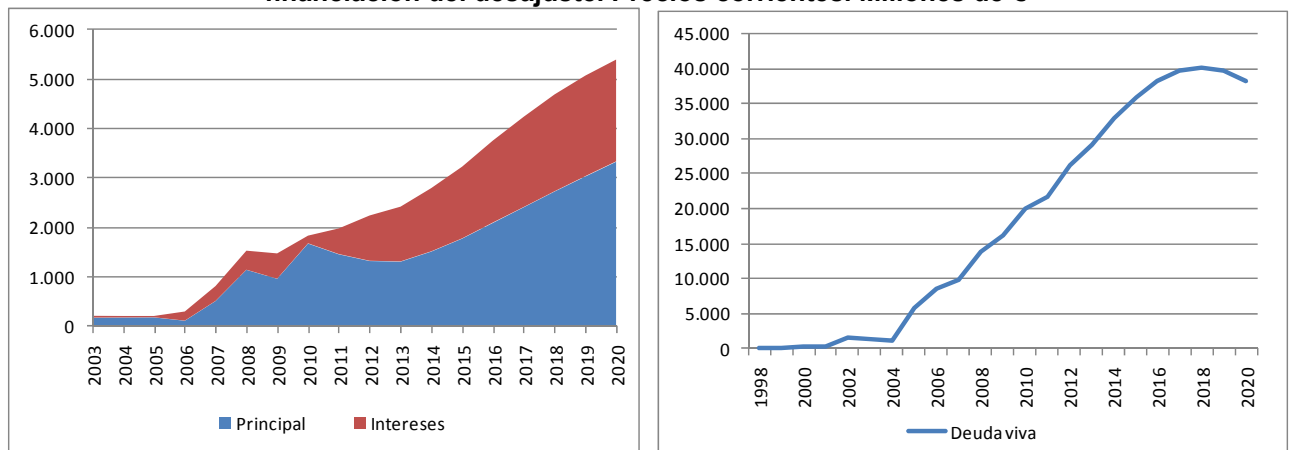
A efectos comparativos, según un escenario tendencial de ingresos (dado por el aumento de la demanda y por la aplicación de incrementos medios anuales sucesivos en los peajes de acceso, por ejemplo, del 5% anual a partir de 2013) y suponiendo que el desajuste de un ejercicio se reconoce y financia a través de FADE, la deuda del sistema podría suponer 1,6 veces los ingresos esperados por peajes en 2020, según el escenario base.

Gráfico 6. Senda de ingresos y costes medios de acceso (€/MWh), si no se aplican medidas en los costes de actividades reguladas, supuesto un incremento de los peajes de acceso del 5% anual en el periodo 2013-2020. Evolución del déficit. Escenario base con financiación del desajuste. Precios corrientes



Fuente: CNE

Gráfico 7. Evolución de las anualidades para la financiación del déficit de liquidaciones y de la deuda viva supuesto un incremento de peajes del 5% en el periodo 2013-2020. Escenario base con financiación del desajuste. Precios corrientes. Millones de €



Fuente: CNE

Cabe subrayar que si no se introdujeran las medidas necesarias sobre los costes de las actividades reguladas y sobre los peajes de acceso, será necesario el reconocimiento legal de déficits adicionales a los fijados en la norma vigente, con el consecuente aumento de la deuda, su impacto negativo sobre el endeudamiento temporal de las empresas financiadoras iniciales del déficit y, en definitiva, el aumento del coste de financiación del déficit que recaerá finalmente sobre el consumidor. Cabe añadir que la crisis de la deuda soberana y el proceso de titulización establecido para ceder, por parte de los titulares iniciales (las empresas) a FADE, los derechos de cobro del sistema eléctrico, introducen costes de financiación elevados que también recaen finalmente sobre el consumidor.

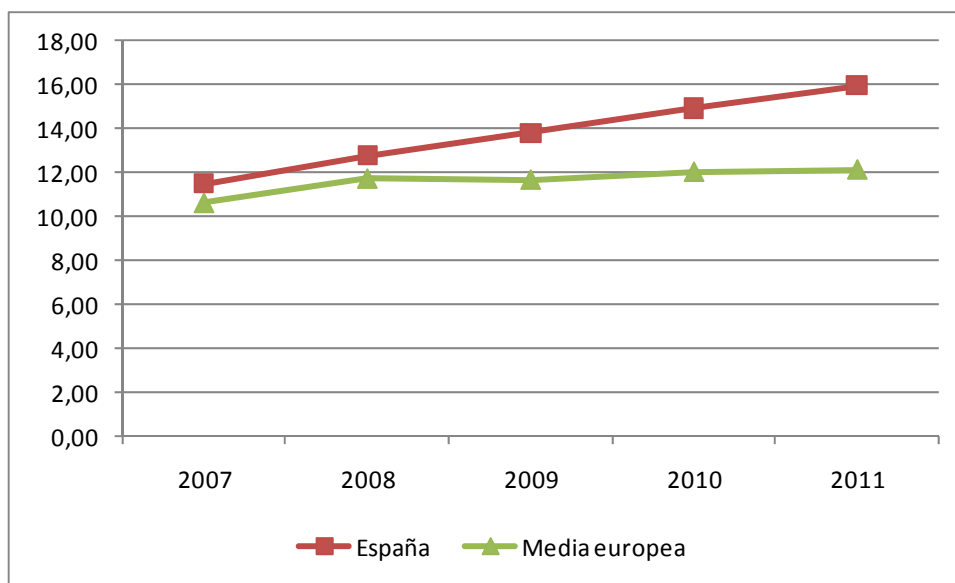
En consecuencia, la situación vigente es insostenible. Se hace necesaria la introducción de medidas regulatorias, tal y como solicita el escrito del SEE, con un efecto inmediato a corto plazo, a efectos de eliminar el déficit del sistema, mitigar los costes de la financiación de la deuda pendiente de titulización y definir claramente los costes de acceso que deben recaer sobre los consumidores de electricidad, para determinar de forma suficiente y estable sus peajes de acceso.

I.6 PRECIOS FINALES DE LOS CONSUMIDORES ELÉCTRICOS EN EL ENTORNO EUROPEO

Las estadísticas de Eurostat sobre precios finales de la electricidad recogen, tanto para consumidores tipo domésticos, como para consumidores tipo industriales, los precios medios de electricidad según la caracterización de consumidores en distintos intervalos de consumo anual de electricidad. A continuación, se han seleccionado, a efectos de realizar una comparación internacional, los precios finales excluyendo impuestos del consumidor tipo doméstico, industrial de bajo consumo e industrial de gran consumo, dentro del rango de precios de Eurostat, en función del consumo medio de España de los tres tipos de consumidores indicados²³⁴.

Analizando la evolución en los últimos 5 años de los precios de la electricidad sin impuestos de los consumidores seleccionados, se observa que tanto el precio de la electricidad pagado por los consumidores domésticos como el de los consumidores industriales son superiores a los correspondientes precios medios de los países de UE (véanse Gráfico 8, Gráfico 9 y Gráfico 10), especialmente en el caso del consumidor doméstico y de la industria de bajo consumo.

Gráfico 8. Evolución del precio de la electricidad (c€/kWh) para el consumidor-tipo doméstico Dc (2.500 kWh-5.000 kWh). Años 2007-2011. Se excluyen impuestos



Fuente: Eurostat

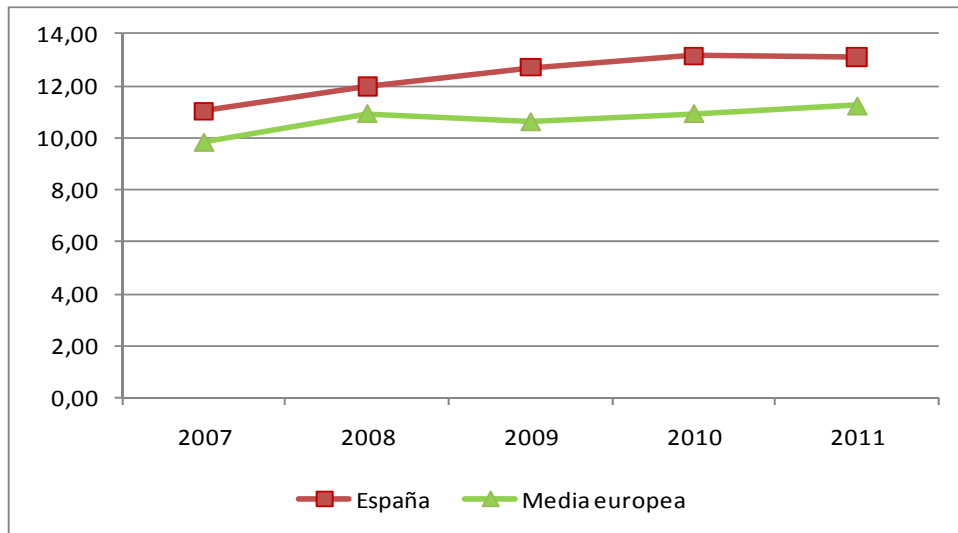
Nota: los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre, a excepción de 2011 (año en el que el último dato disponible es el del primer semestre).

² El consumo anual medio de los consumidores domésticos con potencia contratada inferior o igual a 10 kW en España fue de 2.800 kWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.

³ El consumo anual medio del colectivo de consumidores acogidos a los peajes de acceso 3.0 y 3.1 (en su mayoría, pequeñas y medianas empresas) fue de 64 MWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.

⁴ El consumo anual medio del colectivo de consumidores acogidos a los peajes de acceso 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4 fue de 5.059 MWh/año en el periodo comprendido entre octubre de 2010 y septiembre de 2011.

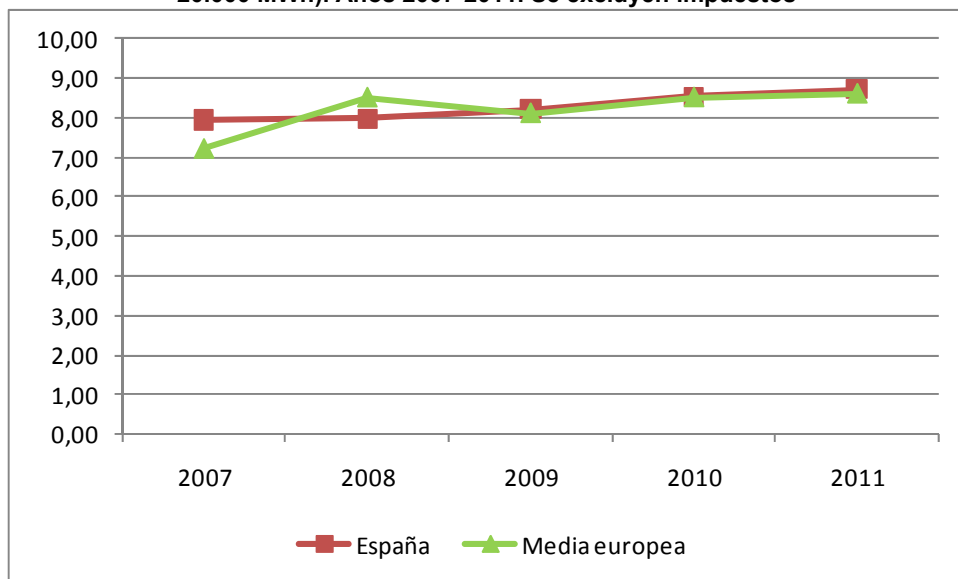
Gráfico 9. Evolución del precio de la electricidad (c€/kWh) para el consumidor-tipo industrial Ib (21 MWh-500 MWh). Años 2007-2011. Se excluyen impuestos



Fuente: Eurostat

Nota: los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre, a excepción de 2011 (año en el que el último dato disponible es el del primer semestre).

Gráfico 10. Evolución del precio de la electricidad (c€/kWh) para el consumidor-tipo industrial Id (2.000 MWh-20.000 MWh). Años 2007-2011. Se excluyen impuestos



Fuente: Eurostat

Nota: los datos de todos los años considerados se corresponden con el segundo semestre, a excepción de 2011 (año en el que el último dato disponible es el del primer semestre).

En relación con la comparativa de precios, cabe señalar que, algunos países del entorno europeo, tales como Alemania, Dinamarca, Italia y Portugal, excluyen de los precios finales de consumidores sin impuestos, costes incluidos en los peajes de acceso en España, tales como aquellos asociados a la financiación de energías renovables, cogeneración y autoridades regulatorias, entre otros.

No se dispone de información homogénea sobre los costes imputados en los peajes de acceso ni sobre la suficiencia de los mismos para cubrir los costes, en distintos países de la UE. Por la significatividad de dicho coste de acceso de España, cabe indicar que, las tecnologías del régimen especial son financiadas directamente por los consumidores eléctricos en todos los países analizados, por medio de incentivos económicos, certificados verdes o mecanismos de subastas de capacidad, con la excepción de Finlandia, Noruega, Holanda y Luxemburgo, que han establecido mecanismos impositivos para el resto de las tecnologías. Asimismo, entre los países del entorno europeo con precios más elevados se encuentran aquellos que incurren en un mayor coste de financiación del régimen especial. A efectos ilustrativos, en 2009, último año con información disponible comparable España fue el país del entorno europeo con el mayor porcentaje de la demanda cubierta por régimen especial (28,6%), seguido por Portugal (27,4%), Dinamarca (26%) y Alemania (14,1%). Asimismo, España fue el país con el sobrecoste del régimen especial más elevado (6.035 M€), con un coste medio por MWh consumido de 22,49 €/MWh, seguido por Alemania con un coste de 5.618 M€ (10,78 €/MWh) e Italia con un coste de 2.638 M€ (7,89 €/MWh).

En resumen, en España los precios finales de electricidad de los consumidores industriales, que tienen un impacto directo en la competitividad industrial, se sitúan en el umbral de precios más elevados de Europa. En relación a los precios finales de los consumidores doméstico-residenciales, especialmente de electricidad, registran puestos de los más elevados del ranking europeo (el tercer puesto excluidos impuestos), si bien cabe remarcar que el impacto de la factura eléctrica sobre la renta media de las familias supone el 1,2% y de la factura de gas natural el 0,8%, según la Encuesta de Presupuestos Familiares 2010 publicada por el INE correspondiente al ejercicio 2010.

Cuadro 4. Porcentaje de la renta disponible por hogar empleado en los suministros de electricidad, gas, teléfono y agua en 2010

Electricidad	1,2%
Gas	0,8%
Agua	0,3%
Teléfono (fijo y móvil)	1,4%

Fuente: Encuesta de presupuestos familiares y datos de Contabilidad Nacional tomados de la web del INE.

Más aún, el nivel de dichos precios finales en España sería superior en relación con los precios europeos si se tuviera en cuenta el déficit estructural del sistema eléctrico, que se está registrando desde hace una década, debido a que los costes reconocidos a las distintas actividades reguladas han sido (y siguen siendo) superiores a los ingresos obtenidos por los precios regulados que pagan los consumidores.

La senda de precios finales alcanzada en España respecto a otros países de la UE, en particular, en electricidad, se explica, principalmente, por los costes de acceso, especialmente por la incorporación como costes del sistema de un volumen creciente de costes reconocidos a las actividades reguladas, planificados inicialmente en un contexto donde se esperaba un mayor crecimiento de la demanda, y, específicamente, en el caso eléctrico, a los sobrecostes de las instalaciones del régimen especial, a la compensación extrapeninsular y a la evolución de la retribución del transporte y la distribución. Asimismo, derivado del mantenimiento de un sistema deficitario continuado en el tiempo y a sus elevados costes de financiación, cabe destacar el creciente coste de las anualidades correspondientes al pago de la deuda del sistema.

II. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO SOBRE EL DÉFICIT TARIFARIO

II.1 MEDIDAS SOBRE LOS COSTES Y LAS ACTIVIDADES REGULADAS

Sobre los mecanismos de actualización anual de los costes regulados

Tradicionalmente la regulación de los sectores energéticos a nivel internacional incorpora índices de precios que se emplean para actualizar periódicamente tanto la retribución reconocida a las actividades reguladas como los valores regulatorios unitarios de inversión y operación y mantenimiento.⁵

La regulación del sector eléctrico español emplea distintos índices de precios para actualizar los costes de inversión y de operación y mantenimiento en transporte, los costes reconocidos de distribución, los costes de generación en territorios extrapeninsulares, y los incentivos económicos al régimen especial. En particular, los principales índices de precios empleados son el índice de precios de consumo (IPC) para actualizar principalmente los costes de operación y mantenimiento, y el índice de precios industriales de bienes de equipo (IPRI_{BE}) para actualizar los costes de inversión.

En línea con lo observado por el *Council of European Energy Regulators* (CEER), se hace necesario revisar los mecanismos de actualización vigentes con factores de eficiencia X e Y fijos, y vincularlos a mejoras de eficiencia objetivo. Transitoriamente, en tanto no se realice el estudio de dichos parámetros de acuerdo con los análisis de eficiencia, se propone una revisión a la baja de las actualizaciones, teniendo en cuenta la actual coyuntura económica.

En la coyuntura actual, con índices de actualización (IPRI-X) para los costes unitarios de la nueva inversión, e (IPC-Y) para la actualización de los costes fijos de operación (personal, fundamentalmente), estarían justificados los incrementos moderados en la X, así como incrementos fuertes en la Y.

1 RETRIBUCIÓN AL TRANSPORTE

Teniendo en cuenta la necesidad de revisar la metodología de cálculo de la retribución del transporte y con el objetivo de revisar las ganancias de eficiencia en esta actividad, se proponen las siguientes medidas cuya instrumentación de forma urgente supondría unos ahorros en 2012 en torno a 56 M€, lo que corresponde al 3,3% de la retribución del transporte en 2012.

1.1 SISTEMA RETRIBUTIVO DE LAS INSTALACIONES

1.1.1 AMORTIZACIÓN DE LOS ACTIVOS Y RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO PARA LAS INSTALACIONES CUYA PUESTA EN SERVICIO ES DESDE 1998

⁵ Sirva como ejemplo de las prácticas a nivel europeo, el reciente informe interno de CEER de título IBP 5 – Internal Report on Investment Conditions in European Countries (Ref: C11-WS EFB-35-04 de 16-09-2011)

A 2008.⁶ MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN RD 2819/2008

Se considera que la base regulatoria de activos debe reflejar el valor neto de los activos no amortizados, cuyo coste se encuentra pendiente de recuperación, y del capital circulante. Si bien no hay armonización en los países del entorno europeo respecto a la metodología para definir la base de activos inicial, en la mayoría de los países la base regulatoria de los activos se ajusta anualmente dentro del periodo regulatorio para tener en consideración las nuevas inversiones y descontar el valor de la depreciación de los mismos.

En el referido informe interno elaborado recientemente por CEER, sobre las condiciones en los que se desarrolla la inversión en actividades reguladas, se ha evidenciado que existe entre los reguladores europeos una tendencia generalizada a emplear como criterio principal para determinar el importe a reconocer por los activos puestos a disposición de la actividad de transporte de electricidad, tanto la utilización de valores históricos como de valores revisados. En particular, para aquellos que utilizan este último criterio, se aplican los costes de reposición depreciados. Por tanto, a la vista del referido informe, se denota que de forma independiente a la utilización de uno u otro criterio, los activos ya amortizados son descontados del importe a retribuir.

De acuerdo con la normativa vigente, las instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008 son retribuidas de forma global, según dos mecanismos paralelos en función de si las instalaciones fueron puestas en marcha antes o después del 1 de enero de 1998. La retribución de cada uno de estos grupos de instalaciones se actualiza anualmente mediante un mecanismo de IPC-X.

Para calcular el impacto económico que supondría la aplicación de la medida propuesta, para las instalaciones cuya puesta en servicio es anterior al 1 de enero de 1998 se debería de disponer, además del correspondiente inventario, de la asignación retributiva a cada instalación. La CNE dispone de dicho inventario, pero no así de la citada asignación retributiva, dado que la retribución de REE hasta el año 1998 obedecía a una cuota global con destino específico que venía a cubrir sus costes. En estas fechas la CNE está realizando los trabajos necesarios para poder llegar a disponer de dicha asignación retributiva individualizada, por lo que no se puede implementar dicha medida a corto plazo sino para el periodo 2013 a 2016.

Para las instalaciones cuya puesta en servicio es a partir del 1 de enero de 1998, se ha realizado una proyección “global” por año de puesta en servicio de este grupo de activos de transporte hasta alcanzar el final de su vida útil. Se calcula el valor neto de las mismas, que va disminuyendo hasta quedar amortizadas totalmente. Por ende, la retribución financiera de las mismas también va disminuyendo con el tiempo.

El impacto económico estimado de dicha medida, referida a los activos puestos en marcha entre 1998 y 2007, asciende a 48 M€ en 2012, 59 M€ en 2013, 69 M€ en 2014, 80 M€ en 2015 y, 91 M€ en 2016

Amortización de los activos y retribución del valor neto	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	48	59	69	80	91
Impacto acumulado (M€)	48	107	176	256	347

⁶ Propuesto en Informe 39/2010.

En el Anexo 3 pueden observarse los cálculos realizados a efectos de estimar el impacto económico de la medida propuesta.

1.1.2 INSTALACIONES DE TRANSPORTE POSTERIORES AL 1 DE ENERO DE 2008.

A) CONVERGENCIA EN LA TASA INTERNA DE RENTABILIDAD DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS: REDUCCIÓN DESDE 375 A 200 p.b. Y ELIMINACIÓN DE LA TASA DE ACTUALIZACIÓN DEL 2,5% AL 0%. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN DEL RD 325/2008.

Desde un punto de vista metodológico, a medio plazo, se consideraría más adecuado reemplazar la tasa de retribución financiera actual por el WACC aplicable a esta actividad⁷, tal y como se realiza por la mayoría de los reguladores del entorno europeo.

De forma transitoria, en tanto no sea calculado el valor del WACC, se propone la aplicación de una tasa de retribución equivalente a una reducción del diferencial sobre las Obligaciones del Estado de 375 puntos básicos hasta los 200 puntos básicos, y la tasa de actualización (TA) desde su valor actual del 2,5% al valor del 0%. Se ha de tener en cuenta que el coste de endeudamiento de REE resulta inferior a la tasa financiera de retribución⁸.

El impacto económico de esta medida para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008 asciende a 8 M€ en 2012, 36 M€ en 2013, 64 M€ en 2014, 95 M€ en 2015 y 129 M€ en 2016.

Convergencia en la tasa interna de rentabilidad de las actividades reguladas	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	8	36	64	95	129
Impacto acumulado (M€)	8	44	108	203	332

B) REVISIÓN DE PARÁMETROS DE EFICIENCIA EN LOS VALORES UNITARIOS Y COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO⁹. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN DEL RD 325/2008

Tal y como se ha indicado anteriormente, se considera que el establecimiento de los valores de

⁷ El WACC se calcula como la suma ponderada de los respectivos costes de los fondos propios y de la deuda, donde la ponderación refleja el peso de cada recurso sobre el total de la financiación. La CNE dispone de una metodología de cálculo aprobada por el Consejo, en su sesión del 24 de abril de 2008, cuyos detalles están ampliamente descritos en el documento "Consulta pública para la revisión de la metodología de estimación del coste del capital para actividades reguladas en el sector energético. Revisión final de la propuesta CNE", publicado en la página web de la CNE.

⁸ De acuerdo con la presentación de resultados de fecha 28 de febrero de 2012, el coste medio de la deuda se situó en el 3,7% en 2011 frente al 3,2% en 2010.

⁹ Propuesto en Informe enviado al MITC el 21 de octubre de 2011, sobre la solicitud de la DGPEM de la estimación de costes de las actividades reguladas para la elaboración de los peajes de acceso a partir del 1 de enero de 2012.

los factores X e Y, que intervienen en las fórmulas de actualización de los valores unitarios de inversión y de operación y mantenimiento de las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008, debe ser tal que, durante el periodo regulatorio, se trasladen al consumidor parte de las economías de escala y de alcance por la reducción de costes operativos unitarios de la empresa transportista y, por otra parte, permita una adecuada retribución para la misma.

La variación de los factores de eficiencia para estas instalaciones puestas en servicio desde el 1 de enero de 2008 afecta, al cálculo de la actualización anual de la inversión inicial y de los costes de operación y mantenimiento. La medida consiste en incrementar de forma transitoria, en tanto no se disponga de parámetros definitivos a partir de un análisis de eficiencia, los valores de los parámetros X e Y, cuyos valores actuales son 0,5 y 1, respectivamente, hasta 1 y 1,5.

El impacto económico estimado de esta medida asciende a 0,2 M€ en 2012, 1 M€ en 2013, 1 M€ en 2014, 2 M€ en 2015 y 2016,

Revisión de los parámetros de eficiencia en los valores unitarios y costes de operación y mantenimiento	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	0,2	1	1	2	2
Impacto acumulado (M€)	0,2	1	2	4	6

1.2 OTRAS REVISIONES

1.2.1 APLAZAMIENTO DE INVERSIONES PREVISTAS EN LA PLANIFICACIÓN. MEDIDA APLICADA A PARTIR DE 2013. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL.

La senda de inversiones en nuevos activos de transporte de energía eléctrica, de acuerdo con la vigente Planificación 2008-2016 y teniendo en cuenta las modificaciones introducidas en virtud de la Orden ITC/2906/2010 (Programa Anual 2010), viene a ser de unos 900 M€/año, con lo que la retribución de la actividad de transporte se vería incrementada en los próximos ejercicios, por este único concepto, en aproximadamente un 6% anual. Este incremento parece excesivo en un escenario de crisis económica y consecuente moderación de la demanda eléctrica, como el actual. Teniendo en cuenta que la demanda de energía eléctrica ha venido decreciendo en los últimos años hasta situarse en 2011 en valores del año 2006 y que el crecimiento esperado en el corto y medio plazo serán moderados, como también lo será la incorporación de nueva generación, la senda de inversiones anteriormente señalada parece estar desfasada. El *record* de demanda de potencia, que es el parámetro que más incide en las necesidades de desarrollo de las redes, se produjo en diciembre de 2007 y no se ha batido desde entonces. Todo ello implica que la vigente Planificación 2008-2016, que fue elaborada y aprobada en un entorno económico completamente distinto al actual, resulte en estos momentos demasiado ambiciosa respecto a las necesidades reales, y ello aún teniendo en cuenta las modificaciones, a la baja, introducidas en virtud de la Orden ITC/2906/2010 (Programa Anual 2010), aprobado en noviembre de dicho año.

De acuerdo con el último borrador disponible de la propuesta de Planificación 2012-2020 realizada por el Operador del Sistema (REE), cuyo proceso de elaboración se inició en marzo de 2010 en virtud de la Orden ITC/734/2010, se incrementa el nivel de inversión hasta los más de 1.000 M€/año, con puntas de hasta 1.700 M€/año en los primeros años del horizonte contemplado.

Por todo ello, se entiende imprescindible adoptar medidas regulatorias que vengan a frenar de manera significativa el ritmo de inversiones anteriormente señalado. La medida regulatoria que en definitiva se propone es, en primera instancia, establecer urgentemente mediante disposición eficaz y de carácter general, un nuevo aplazamiento de las instalaciones contempladas en la vigente Planificación 2008-2016, hasta la aprobación de la nueva Planificación 2012-2020. Dicho aplazamiento afectaría a todas las instalaciones de transporte contempladas en la vigente Planificación 2008-2016 que no dispongan en la actualidad de autorización administrativa, que no sean consideradas imprescindibles en base a informes individualizados, o que circunstancias singulares aconsejen no incluirlas en dicho aplazamiento (por ejemplo todo lo que afecte a las interconexiones internacionales).

Adoptada esta primera medida, la siguiente acción debería pasar por una revisión de la última propuesta de Planificación 2012-2020 realizada por el Operador del Sistema (REE), remitida en noviembre de 2011 al Ministerio. Dicha revisión debería realizarse teniendo en cuenta, al menos, los siguientes aspectos:

- 1) Evolución prevista del PIB durante el periodo 2012-2020 y, por ende, del incremento de demanda de energía y de potencia considerado en dicho horizonte.
- 2) Actuaciones justificadas por mallado de la red de transporte. En este sentido deberían aplazarse/eliminarse todas aquellas actuaciones que no estén justificadas por disminución de restricciones técnicas de evacuación o de seguridad de suministro. A este respecto, las actuaciones encaminadas a reformar las actuales subestaciones con configuración en barra simple deberían descartarse.
- 3) Adecuación de las actuaciones justificadas por alimentación al Tren de Alta Velocidad (TAV), de manera que las mismas se acomoden a las últimas previsiones de desarrollo del mismo (Galicia y País Vasco).
- 4) Disminución de las actuaciones justificadas por evacuación de generación en régimen ordinario, de modo que las mismas se acomoden a los planes reales de puesta en marcha de estas centrales por parte de los respectivos promotores.
- 5) Disminución de las actuaciones justificadas por evacuación de generación en régimen especial, de modo que las mismas se acomoden al Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- 6) Actuaciones justificadas por apoyo a distribución, de modo que las mismas se acomoden a los planes de inversión de las empresas distribuidoras.
- 7) Aplazamiento/eliminación de las *soluciones móviles* (posiciones, transformadores, cables).
- 8) Aplazamiento/eliminación de las conexiones interinsulares y extrapeninsulares.

De acuerdo con lo anterior, se propone realizar disminuciones significativas en las inversiones previstas en la propuesta de la nueva Planificación 2012-2020. El impacto económico promedio anual 2012-2020 estimado de este efecto, considerando una disminución en las inversiones hasta un máximo de 500 M€/año, sería de 291 M€, con un impacto de corto plazo de 0 M€ en 2012, 64 M€ en 2013, 128 M€ en 2014, 193 M€ en 2015 y 257 M€ en 2016.

Aplazamiento de inversiones previstas en la planificación	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	0	64	128	193	257
Impacto acumulado (M€)	0	64	192	385	642

2 RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN

Con el objetivo de revisar las ganancias de eficiencia en la actividad de distribución eléctrica, se proponen las siguientes medidas cuya instrumentación de forma urgente supondría unos ahorros en 2012 en torno a 352 M€, lo que corresponde al 6,4% de la retribución de la distribución en 2012.

2.1 REVISIONES DEL SISTEMA RETRIBUTIVO

2.1.1 DISTRIBUIDORES DE MÁS DE 100.000 CLIENTES: REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN MEDIANTE EL CRITERIO DE AMORTIZACIÓN DE LOS ACTIVOS Y RETRIBUCIÓN A VALOR NETO. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. . TIPO DE ACTUACIÓN: REVISIÓN DEL RD 222/2008.

Al igual que se ha enunciado para la actividad de transporte, se considera que la base regulatoria de activos debe reflejar el valor neto de los activos no amortizados, cuyo coste se encuentra pendiente de recuperación. Por tanto, se pretende revisar en 2012 de forma transitoria, el mecanismo de retribución vigente para las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes aplicando el criterio de amortización de los activos y retribución del valor neto.

En el Anexo 3 se determina en primer lugar la Base Regulatoria de Activos coherente con la retribución asignada a las empresas distribuidoras para el ejercicio 2008 y se evoluciona hasta 2012. A continuación se realiza una comparación entre la retribución asignada en la normativa actual para 2012 provisionalmente y la que hubiera sido asignada si se hubiera tenido en cuenta la amortización, tanto de los activos incluidos en la retribución base como los activos correspondientes al incremento de actividad (Y) en cada ejercicio del periodo regulatorio 2008-2012, y se hubiera retribuido el activo neto.

De acuerdo con estos criterios y los cálculos que se muestran en el Anexo 3 se obtendría en el año 2012 un ahorro de 316 M€.

Si se mantuviera este criterio retributivo para el siguiente periodo regulatorio 2013-2016 y se considerase el mismo incremento de la retribución por aumento de actividad (Y) que el utilizado provisionalmente para el ejercicio 2012, esto es, 171 M€, el impacto económico anual estimado de dicha medida, ascendería a 316 M€ en 2012, 421 M€ en 2013, 531 M€ en 2014, 647 M€ en 2015 y 768 M€ en 2016 (véanse cálculos en el Anexo 3).

Distribuidores de más de 100.000 clientes. Amortización de los activos y retribución del valor neto	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	316	421	531	647	768
Impacto acumulado (M€)	316	737	1.268	1.915	2.683

Adicionalmente, de forma transitoria, en línea con la necesidad de revisión que se plantea en las medidas a medio plazo, se propone no considerar los incentivos para la mejora de la calidad y la reducción de pérdidas de 2012, cuando se lleve a cabo el cálculo de la retribución definitiva de la actividad de distribución para dicho año. Esta medida no supondría una disminución de los costes recogidos en las actuales tarifas, pero evitaría el incremento que, en su caso, se derivase de su reconocimiento. Conviene señalar que para el año 2010 estos incentivos supusieron 65 M€.

2.1.2 REVISIÓN DE LOS COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS DISTRIBUIDORES DE MÁS DE 100.000 CLIENTES MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN RD 222/2008

Como consecuencia de una revisión de las magnitudes declaradas por las empresas distribuidoras según la información regulatoria de costes, se ha evidenciado una tendencia decreciente en la relación de los costes de operación y mantenimiento con respecto al valor de los activos. En base a ello, se ha considerado la necesidad de modificar el importe a reconocer por este concepto para las nuevas instalaciones que se pongan en servicio en cada ejercicio, de modo que únicamente se considerarían los costes directos.

El impacto económico anual estimado de dicha medida asciende a 36 M€ en 2012, 73 M€ en 2013, 110 M€ en 2014, 148 M€ en 2015 y 187 M€ en 2016.

Distribuidores de más de 100.000 clientes. Revisión de los costes de operación y mantenimiento	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	36	73	110	148	187
Impacto acumulado (M€)	36	109	219	367	554

3 COSTE DE LA PRIMA DE RÉGIMEN ESPECIAL

Las siguientes medidas cuya instrumentación se propone de forma urgente supondría unos ahorros en 2012 en torno a 291 M€ en 2012, lo que corresponde al 4% de los costes de la prima de régimen especial en 2012.

3.1 INCREMENTO DE LA X EN EL ÍNDICE DE ACTUALIZACIÓN DE TARIFAS Y PRIMAS (IPC-X). MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO. AFECTA A TODAS LAS TECNOLOGÍAS

La tarifa o prima que incentiva las instalaciones que utilizan fuentes de energías renovables se actualiza con el IPC corregido por un factor de eficiencia X. Dicho factor X es igual a 25 puntos básicos hasta el año 2012; a partir de entonces, será igual a 50 puntos básicos. La indexación al indicador de inflación se justifica porque, en ausencia de combustible fósil, el coste variable de estas tecnologías depende fundamentalmente de la realización de diversos servicios (operación, mantenimiento, seguros...). Ahora bien, también para estas tecnologías, una gran parte de sus ingresos anuales se dedican a cubrir sus costes de inversión (aproximadamente el 85% en el caso de la eólica y fotovoltaica), por lo que actualizar la totalidad de la prima resulta desproporcionado (se debería actualizar únicamente el 15%). En el caso de la cogeneración, las tarifas y primas se actualizan trimestralmente con las variaciones del IPC y de los precios del combustible. Dado que en estas tecnologías el peso relativo de los costes de operación y mantenimiento sobre el total es similar, se propone realizar una actualización análoga en la parte correspondiente de los incentivos económicos.

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Real Decreto, consistiría en incrementar el valor del factor de eficiencia 'X'. Esta medida mantiene el principio de la obtención de una rentabilidad razonable contenido en la Ley. Para valor esperado del IPC del 2%, el factor de eficiencia que afecta al IPC en las actualizaciones de los incentivos económicos de las energías renovables y de la cogeneración debería estar en el entorno de 175 puntos básicos, para que únicamente se actualice el 15% del valor de las tarifas y primas, lo que está en línea con lo propuesto para otras actividades reguladas del sector, y sin perjuicio de que se mantuviese la

indexación a los precios de los combustibles en el caso de la cogeneración o de los residuos. Dado que los valores de las tarifas y primas se calculan cada año (o trimestre) en referencia a los valores del período anterior, esta medida tiene un impacto económico acumulativo: supondría reducir anualmente el importe global de la prima equivalente del régimen especial en torno a 200 millones de euros acumulativos a partir de 2013.

Por otra parte, en 2012, y de forma excepcional, se plantea revisar las primas y tarifas a partir del 1 de abril, para adaptarlas a las aplicadas en 2011 (por lo tanto, se propone $X=IPC$). Dado que el IPC estimado para 2011 en la revisión de las primas de 2012 fue el 3,01%, correspondería ahora reducirlas en esta misma proporción, lo cual llevaría a un ahorro en la tarifa de acceso de 2012 de 209 M€, sin perjuicio de que se mantuviese la indexación a los precios de los combustibles en el caso de la cogeneración o de los residuos.

Incremento de la x en el índice de actualización de tarifas y primas (aplicable a todas las tecnologías)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	209	529	717	849	1.001
Impacto acumulado (M€)	209	738	1.455	2.304	3.305

3.2 ARMONIZACIÓN DE LA PRIMA DE LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA CON RESPECTO A SU TARIFA REGULADA. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO. AFECTA A LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

La regulación vigente no resulta consistente con respecto a los valores relativos de la prima y de la tarifa de la tecnología solar termoeléctrica (la tarifa vigente tiene un valor de 298,96 €/MWh mientras que la prima tiene un valor de 281,89 €/MWh, lo que supone un precio teórico del mercado de 17,1 €/MWh). Como el estudio económico-financiero de las instalaciones se realiza con la tarifa regulada, supuesto un precio medio del mercado de 50 €/MWh, la prima debería tener un valor de 249 €/MWh, lo que es un 12% inferior a la vigente.

En una primera aproximación habría que reducir en un 12% la prima correspondiente a las plantas solares termoeléctricas ya pre-registradas; con ello, se podría alcanzar un ahorro en la tarifa de acceso de unos 47 millones de euros en 2012, 90 millones en 2013 y 200 millones a partir de 2014. En todo caso, debe tenerse presente que esta medida se justificaría en corregir una incoherencia en la determinación de las primas. La corrección de la prima solamente, mantiene el principio de obtención de una rentabilidad razonable que está contenido en la Ley, dado que los estudios de viabilidad económica de las nuevas instalaciones se realizan con la tarifa regulada

Armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a su tarifa regulada	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	47	90	200	200	200
Impacto acumulado (M€)	47	137	337	537	737

3.3 LIMITACIÓN DEL USO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES DE APOYO PRIMADO AL 5 POR CIENTO DE LA ENERGÍA PRIMARIA. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO. AFECTA A BIOMASA, SOLAR TERMOELÉCTRICA Y RESIDUOS.

El artículo 2 del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, establece una serie de porcentajes

máximos admisibles para la utilización de combustibles fósiles de apoyo para las instalaciones de tecnologías de biomasa, solar termoeléctrica y valorización energética de residuos: 10%, 15% y 30%, respectivamente, con carácter general (en las instalaciones solares termoeléctricas a tarifa la limitación sería del 12%, pero existe un fuerte incentivo para que oferten a mercado; en instalaciones específicas de residuos correspondientes a los grupos c3 y c4, que excluyen los residuos sólidos urbanos, RSU, el porcentaje admisible es aún mayor).

Estos porcentajes permiten la utilización de combustible convencional en determinados momentos de arranque, variación de carga o discontinuidad en el combustible o recurso principal renovable, de modo que se minimice la afección sobre el funcionamiento y eficiencia de la planta. Sin embargo, supone asimismo incentivar energía fósil a precio de renovable.

Hasta que se definan los mínimos técnicos necesarios de utilización de combustible convencional para cada una de las tecnologías, se propone establecer de forma transitoria una limitación única de carácter general para todas ellas e igual al 5% de la energía primaria. Esta medida supondría un coste evitado en términos de prima equivalente estimado en torno a 35 M€ en 2012, suponiendo que se aplicara sólo a partir del segundo semestre, que se incrementaría en paralelo con la implantación de las fases previstas de solar termoeléctrica hasta estabilizarse en torno a 220 M€ anuales de 2015 en adelante. Aproximadamente el 85% de dicha contribución se debe, por tanto, a la tecnología solar termoeléctrica.

La limitación propuesta revestiría en principio un carácter estrictamente económico; es decir: los excesos por encima del 5% no serían objeto de retribución primada, pero sí se permitiría su venta a precio de mercado.

Limitación del uso de los combustibles fósiles de apoyo al 5% de la energía primaria (biomasa, residuos y termosolar)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	35	136	186	214	217
Impacto acumulado (M€)	35	171	357	571	787

4 COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR

Las siguientes medidas cuya instrumentación se propone de forma urgente supondría unos ahorros en 2012 en torno a 91 M€ en 2012, lo que corresponde al 4,8% de los costes de la compensación extrapeninsular estimados para 2012.

4.1 REVISIÓN DE LA TASA INTERNA DE RENTABILIDAD DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS: REDUCCIÓN DESDE 300 A 200 p.b. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN DE LA ORDEN ITC/914/2006

De forma transitoria, en tanto no se disponga del WACC, en el caso de que se aplicara una reducción del diferencial sobre el tipo de interés de las obligaciones del Estado desde los 300 hasta los 200 puntos básicos, los costes se reducirían anualmente entre 20 y 30 M€ en el período 2012-2016.

Revisión de la Tasa interna de rentabilidad de las actividades reguladas	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	22	24	25	27	28
Impacto acumulado (M€)	22	46	71	97	125

4.2 REVISIÓN DE PARÁMETROS DE EFICIENCIA DE LOS COSTES FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN DE LA ORDEN ITC/914/2006

Se considera que el establecimiento del valor del factor X en la fórmula de actualización anual de los costes fijos de operación y mantenimiento debe ser tal que se trasladen al consumidor parte de las economías derivadas de la reducción de costes operativos unitarios de las empresas generadoras y, por otra parte, permita una adecuada retribución para la empresa regulada.

Los valores actualizados de los costes de O&M se publican en resoluciones del Ministerio de Industria, Energía y Turismo anualmente, de conformidad con la metodología de actualización establecida en el apartado 3 del Anexo II de la antedicha Orden¹⁰. Teniendo en cuenta los valores de los costes de operación y mantenimiento fijos (COMT) publicados para 2009 y para 2010¹¹, y simulando una actualización para el año 2010 con una X 100 puntos básicos superior a lo realmente aplicado (pasando, en la práctica, de X=1 a X=2), se obtiene que el coste total de operación y mantenimiento fijo habría sido de 209 M€, frente a los 211 M€ retribuidos, lo que habría implicado un ahorro anual de 2 M€.

Revisión de parámetros de eficiencia en la retribución de los costes fijos de operación y mantenimiento	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	2	2	3	3	4
Impacto acumulado (M€)	2	4	7	10	14

4.3 REVISIÓN DE PARÁMETROS DE EFICIENCIA DE LOS COSTES DE LOGÍSTICA (art 7.6, Orden ITC/913/2006). MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL

De la misma forma que en el caso de los costes fijos de operación y mantenimiento la medida consistiría en revisar los parámetros de eficiencia en la actualización de los costes unitarios de logística (IPC-X), pasando de X=1 a X=2. Los costes unitarios de logística para el año 2010 proceden de la Resolución de 27 de enero de 2010, de la DGPEyM¹².

En el año 2010 el coste de logística supuso aproximadamente 230 M€. La aplicación del aumento del factor de X habría implicado en este año un ahorro de 2 M€, lo que representa el 1% del coste de logística en los SEIE.

¹⁰ Este apartado establece "los valores unitarios [de costes O&M fijos] se actualizarán cada año con la variación anual del índice de precios al consumo menos cien puntos básicos." Y añade, "Para el cálculo de la variación de los índices de precios... en el año n se tomará como valor de dichos índices la media móvil de los últimos doce meses disponibles cuando se efectúe el cálculo de la tarifa media o de referencia de dicho año n."

¹¹ Resolución de 25 de agosto de 2009, y de 10 de marzo de 2010, de la DGPEyM, por la que se publica el valor unitario de garantía de potencia anual GPOTn(i) correspondiente a las instalaciones de generación en régimen ordinario de los SEIE para el año 2009 y 2010, respectivamente.

¹² Resolución de 27 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2010 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares

Revisión de los parámetros de eficiencia de los costes de logística (art. 7.6 Orden ITC/913/2006)	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	2	3	3	4	5
Impacto acumulado (M€)	2	5	8	12	17

4.4 ELIMINACIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE GASTOS DE NATURALEZA RECURRENTE. MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL.

Los gastos de naturaleza recurrente provisionales se encuentran reconocidos en la regulación vigente como el 1,5% del valor unitario de la inversión reconocida a las centrales de vapor y ciclos combinados. Adicionalmente, la regulación permite que puedan reconocerse suplementos a los mismos, convenientemente auditados. Esta regulación es la única de entre las actividades reguladas que reconoce este tipo de gastos, dado que se incluyen tanto en los costes de inversión como en los de operación y mantenimiento. Por otra parte, el hecho de que se puedan reconocer suplementos auditados supone un incentivo para el incremento de estos costes. Por ambos motivos se propone su eliminación a partir del año 2012. En el año 2009, Endesa solicitó el reconocimiento de 23 M€ adicionales en concepto de diferencia entre los costes de naturaleza recurrente auditados (59 M€) y los provisionalmente reconocidos (36 M€). Por su parte, en 2010 se reconocieron provisionalmente 35 M€ a los que se añadieron finalmente 15 M€ más hasta completar un total de 50 M€ auditados.

Tomando como referencia los dos valores anteriores, se prevé un impacto económico anual de esta medida de unos 55 M€.

Eliminación de los gastos de naturaleza recurrente.	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	55	55	55	55	55
Impacto acumulado (M€)	55	110	165	220	275

4.5 RECONOCIMIENTO DE LOS COSTES DE COMBUSTIBLE: LIMITACIÓN MÁXIMA DEL RECONOCIMIENTO DEL COSTE DEL GASÓLEO EN LOS SEIE. MEDIDA APLICADA DESDE 2012 Y HASTA ALCANZAR LA "GASIFICACIÓN". TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL.

En los SEIE, y en particular en el archipiélago canario, se ha producido en los últimos ejercicios un deslizamiento de la producción térmica convencional a partir de fuelóleo (FO) a favor del gasóleo (GO), menos contaminante y también considerablemente más caro, al verse alterado el despacho por el reforzamiento de las restricciones medioambientales autonómicas o locales en materia de emisiones.

Esta Comisión se ha pronunciado ya¹³ en el sentido de que los posibles sobrecostes soportados por las actividades eléctricas por razón de normas de carácter autonómico o local deben ser soportados, en su caso, por suplementos territoriales en los peajes de acceso de carácter

¹³ Con motivo del 'Informe 18/2011 de la CNE sobre el Anteproyecto de Ley por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico (aprobado por el Consejo en su sesión de 3 de junio de 2011), en particular en su apartado 3.8 "De los peajes de acceso a las redes", 'En caso de que las actividades eléctricas o sus instalaciones afectas estuvieran sujetas a normas de carácter autonómico o local que dieran lugar a un sobrecoste respecto a lo establecido por la normativa nacional, el peaje de acceso deberá incluir un suplemento territorial, determinado por la metodología de la CNE, que podrá ser diferente en cada Comunidad Autónoma o entidad local'.

igualmente autonómico o local.

En consecuencia se propone establecer un límite máximo al sobrecoste que, derivado de cambios de combustible, puede ser asumido con cargo a los peajes de acceso. Tal limitación, sería única y de carácter general para todos los SEIE, y se establecería en el 35%¹⁴ de cuota de generación en barras de central a partir de GO (ciclo combinado y turbina de gas) en cada uno de los SEIE. De haberse aplicado en el ejercicio 2011, el coste evitado habría ascendido a 10 M€, en términos de costes variables, sólo en el SEIE canario.

Esta medida tendría carácter transitorio, hasta que las instalaciones consideradas pudieran funcionar quemando gas natural, tal y como está previsto en la planificación.

Se considera que dicha medida, justificada en la singularidad de los SEIE establecida en el artículo 12 de la Ley, resultaría asimismo compatible con el marco legal que, en su caso, resultaría de trasladarse al texto legal las sugerencias contenidas en el punto 3.8 del informe 18/2011 de la CNE, relativas a los sobrecostes derivados de normas autonómicas o locales. El criterio de que los consumidores de cada territorio hayan de soportar el sobrecoste de las exigencias medioambientales impuestas en su territorio, resultaría, en el caso de los SEIE matizado por la singularidad de los SEIE, de forma que éstos sí podrían trasladar a tarifa una parte, aunque no todo, de su sobrecoste por cambio de combustible derivado de exigencias medioambientales. El reparto de este sobrecoste en el caso de los SEIE resulta equilibrado con las exigencias derivadas del texto del artículo 12 y de la redacción que se propone para el artículo 17 de la Ley en el informe 18/2011.

Reconocimiento de los costes de combustible: limitación máxima del uso del gasóleo	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	10	10	10	10	10
Impacto acumulado (M€)	10	20	30	40	50

5 REVISIÓN DE LAS TASAS/PRECIOS PARA LA FINANCIACIÓN DE LA CNE TENIENDO EN CUENTA EL REMANENTE DE INGRESOS. TIPO DE ACTUACIÓN: NORMA CON RANGO DE LEY

Se propone la adaptación de las tasas y precios para la financiación de la CNE, de acuerdo con el remanente de ingresos previsto por la CNE.

El impacto económico de la revisión de la tasa sobre peajes de electricidad podría proporcionar 4 M€ de ahorro anual respecto al coste de financiación de la CNE estimado en el escenario base del sistema eléctrico.

Revisión tasa de la CNE	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	3	4	4	4	4
Impacto acumulado (M€)	3	7	11	15	19

6 MEDIDAS PARA LA FINANCIACIÓN DEL DÉFICIT TARIFARIO

El objetivo de estas medidas es la reducción del coste de titulización de la deuda del sistema eléctrico realizado a través de FADE, por su impacto en las anualidades incluidas en los peajes de

¹⁴ La cuota de generación en barras de central con gasoil en el SEIE canario en 2011 fue del 38%.

acceso de los consumidores. Debido al nivel de deuda alcanzada por el sistema, y a los costes de su financiación, y en particular a la experiencia de un año de los costes de financiación de FADE, que en su totalidad recaen sobre los consumidores, se considera necesario procurar un equilibrio entre las partes afectadas por la financiación del déficit del sistema eléctrico y por los costes derivados de la titulación (empresas titulares iniciales de los derechos de cobro y consumidores).

6.1 RESPECTO A LA DEUDA PENDIENTE DE FINANCIACIÓN FADE: CESIÓN DIRECTA POR PARTE DE LOS TITULARES INICIALES. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO LEY¹⁵

La titulación a través de FADE implica unos costes de financiación, estructuración y en su caso colocación que se pagan íntegramente por el consumidor.

Cabe indicar que en el pasado, a diferencia del sistema de titulación establecido en el RDL 6/2009, se aplicaron distintas fórmulas para posibilitar que las empresas que financiaban los déficit de actividades reguladas pudieran recuperar el valor de sus derechos de cobro anticipadamente, en lugar de en el plazo establecido. En particular, como precedentes, para el déficit anterior a 2003 y de 2005, las empresas titulares iniciales de dichos derechos de cobro frente al sistema, fueron quienes titularon sus derechos de cobro con las entidades financieras. A cambio de recibir el valor de sus derechos anticipadamente, las empresas los cedieron a las entidades financieras por un importe inferior al de su valor a la fecha de cesión. Este descuento, así como los costes de colocación fueron asumidos íntegramente por parte de las empresas eléctricas, sin que hubiera ninguna traslación de estos costes al consumidor.

En consecuencia, en tanto se mantenga la situación de los mercados financieros por la cual el coste de emisión del Estado sea superior al coste de emisión de los cedentes, no es eficiente en términos de coste para el consumidor la utilización de FADE como vehículo de titulación. Por ello, en lugar de la titulación a través de FADE¹⁶, las empresas eléctricas, titulares iniciales de los derechos de cobro del sistema, podrían realizar las cesiones directas en los términos similares a los que se efectuó la cesión del déficit anterior a 2003 y el correspondiente a 2005, si bien el contexto económico actual es diferente.

El impacto económico estimado¹⁷ en caso de que los peajes de acceso del consumidor no financien los costes de titular a través de FADE, para el caso de los derechos de cobro correspondientes al Desajuste del ejercicio 2010, el Déficit 2011 y el Déficit 2012 supondría una reducción de las anualidades que pagan los consumidores eléctricos de 49 M€ en 2012, en 115 M€ en 2013 y en 135 M€ a partir de 2014. El ahorro total de dicha medida para el sistema ascendería a 2.023 M€ en términos de valor actual¹⁸.

¹⁵ Precisa cambio de folleto de FADE.

¹⁶ Fondo de Titulación del Déficit del Sistema Eléctrico

¹⁷ Obtenido como la diferencia que entre las anualidades que resultan de financiar a través de FADE el Desajuste 2010 (2.500 M€), el déficit 2011 (3.000 M€) y el déficit 2012 (1.500 M€) (véase Anexo 2) y las anualidades que corresponderían a las empresas en las condiciones establecidas en el RD 437/2010. En el cálculo de las anualidades correspondientes a las empresas eléctricas se ha considerado el importe pendiente de pago a las empresas a 31 de diciembre de 2011 del Desajuste del ejercicio 2010 (2.321 M€) y del Déficit 2011 (2.899 M€), un tipo de interés de 2,134%.

¹⁸ Para descontar los ahorros anuales (15 años) a valor presente, se ha utilizado la curva cupón cero "Spain zero curve" de Datastream (ThomsonReuters), que tiene riesgo interbancario, como mejor opción disponible para el descuento, puesto que otras curvas, como la curva cupón cero del mercado de deuda pública, no están disponibles.

Emisión directa por parte de los titulares iniciales de la deuda pendiente de titularizar	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	49	115	131	131	131
Impacto acumulado (M€)	49	164	296	427	558

6.1.1 ALTERNATIVA: RESPECTO A LA DEUDA PENDIENTE DE FINANCIACIÓN FADE: FINANCIACIÓN CONJUNTA CONSUMIDOR-ELÉCTRICAS. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO-LEY.

Alternativamente a la anterior medida sobre el mecanismo de financiación del déficit del sistema eléctrico, y en caso de mantener la titularización a través de FADE de los diferentes déficit registrados hasta ahora o en el futuro, se propone procurar un mecanismo de financiación conjunta, entre el consumidor y las empresas que son titulares iniciales de los derechos de cobro, de todos los costes de financiación de FADE. Estos costes son, en su caso, los costes de las entidades colocadoras (implícito en caso de emisiones privadas, explícito en subastas sindicadas), los costes del Fondo (30 puntos básicos sobre la TIR de la emisión) y los costes de financiación de los instrumentos financieros que emite el Fondo. Esta medida se explica en tanto que mediante la cesión a FADE, las empresas (los cedentes) tienen la posibilidad de recuperar el valor de sus derechos, que de otro modo obtendrían en un plazo dilatado de tiempo. El descuento podría aplicarse sobre los importes que aún no han sido adquiridos por FADE (Desajuste de 2010 (2.500 M€), Déficit 2011 (3.000 M€) y Déficit 2012 (1.500 M€). El principal de estos derechos alcanza 7.000 M€).

El impacto económico estimado según distintas alternativas sobre un total de 7.000 M€ de déficit titulizable se resume en:

- Posibilidad de establecer que los cedentes asuman los costes de las entidades colocadora. Dichos costes en el caso de subastas sindicadas son un porcentaje de la cantidad nominal emitida en las colocaciones públicas y está implícito en las colocaciones privadas, y dependen del plazo de la emisión.
- Se establece que los cedentes asuman los costes del Fondo de Titularización (30 puntos básicos sobre la TIR de la emisión).
A efectos indicativos, se ha realizado un ejercicio de estimación del ahorro en términos de la anualidad del consumidor. Se supone que de los 7.000 millones €, 5.500 millones € se emiten el 30/06/2012, y 1.500 millones € el 30/06/2013, calculándose el ahorro anual, desde 2012 hasta 15 años después (2028: año de satisfacción de los derechos a FADE, según los supuestos adoptados), aplicando una reducción de 30 puntos básicos sobre la TIR media ponderada actual de FADE¹⁹. Descontando dichos ahorros a valor presente²⁰, el valor actual del ahorro se estima en 160 millones € (en términos anuales 5,5 M€ en 2012, 12,4 M€ en 2013 y 13,8 M€ de 2014 a 2026, 8,4 M€ en 2027 y 1,5 M€ en 2028).
- Se establece que los cedentes asuman un porcentaje del coste de financiación de los instrumentos financieros que emite el Fondo.

¹⁹ Se ha considerado la TIR media ponderada en 2012 de los derechos de cobro cedidos a FADE (hasta la emisión 20^a, inclusive), que asciende al 5,527%.

²⁰ Para descontar los ahorros anuales a valor presente, se ha utilizado la curva cupón cero "Spain zero curve" de Datastream (ThomsonReuters), que tiene riesgo interbancario, como mejor opción disponible para el descuento, puesto que otras curvas, como la curva cupón cero del mercado de deuda pública, no están disponibles.

Teniendo en cuenta la diferencia entre el coste de financiación para 2012 que tienen reconocido las empresas eléctricas²¹ y FADE²², los cedentes podrían asumir un porcentaje del coste de financiación dentro de un rango que variaría entre el 1% (estimado en el ejercicio que se plantea en este informe) y un diferencial estimado (3%).

A efectos indicativos, se ha realizado un ejercicio de estimación, suponiendo que de los 7.000 millones € pendientes, 5.500 millones € se emiten el 30/06/2012, y 1.500 millones € el 30/06/2013, y se ha calculado el ahorro anual, desde 2012 hasta 15 años después (2028: año de satisfacción de los derechos a FADE, según los supuestos adoptados), de una reducción del 1% sobre la TIR media ponderada actual de FADE. Descontando dichos ahorros a valor presente, el valor actual del ahorro se estima en 526 millones € (en términos anuales 18,2 M€ en 2012, 40,8 M€ en 2013, 45,6 M€ de 2014 a 2026, 27,5 M€ en 2027 y 4,9 M€ en 2028). Alternativamente, suponiendo una reducción del 3% sobre la TIR media ponderada actual de FADE, el valor actual del ahorro se estima en 1.522 M€ (en términos anuales 52,6 M€ en 2012, 118 M€ en 2013, 132 M€ de 2014 a 2026, 79,8 M€ en 2027 y 14,1 M€ en 2028).

II.2 MEDIDAS QUE TRASLADAN COSTES DE ACCESO A COSTES DE ENERGÍA DE LOS CONSUMIDORES, CON IMPACTO EN EL DEFICIT TARIFARIO

Dos elementos de costes del sistema (la retribución del Operador del Sistema y el servicio de interrumpibilidad ofrecido por los grandes consumidores) actualmente están definidos como costes de acceso a recuperar a través de los peajes de acceso de los consumidores. Se propone que ambos costes sean identificados como componentes de coste de generación, al igual que otros costes de servicios del sistema. Cabe subrayar que no son medidas de ahorro de costes, sino de traslación de costes desde la parte regulada de los peajes al coste de la energía. La aplicación de dicha medida supone una disminución de los costes de acceso estimados para el escenario base de 432 M€ en 2012.

7 TRASLADO DEL COSTE DE INTERRUMPIBILIDAD DE GRANDES CLIENTES DESDE LOS PEAJES DE ACCESO AL COSTE DE ENERGÍA DE LOS CLIENTES NO INTERRUMPIBLES.²³ MEDIDA APLICADA DESDE 2012. TIPO DE ACTUACIÓN: NORMA CON RANGO DE LEY

En la medida en que el servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión del sistema de la que dispone el OS, de características similares a los servicios de reserva del sistema proporcionados por las instalaciones de producción, sería deseable que éste se proporcionara igualmente en competencia. En consecuencia, el coste de dicho servicio debería ser incluido dentro del coste de la energía, en lugar de financiarse con cargo a los peajes de acceso. La financiación de dicho servicio se realizaría a través del correspondiente pago de la demanda no interrumpible. En este caso, el servicio de interrumpibilidad podría ser provisto mediante un mecanismo de mercado, al igual que el resto de servicios de ajuste que proveen los generadores. El impacto económico anual, teniendo en cuenta que dicha medida se realiza el 1 de abril de 2012, respecto al escenario base de costes, asciende a la retribución estimada del servicio.

²¹ Promedio diario del Euribor a 3 meses de noviembre de 2011, excepto para el déficit 2009, al que se le reconocen 20 puntos básicos, y el Déficit 2010, para el que se ha establecido provisionalmente un tipo de interés del 2%.

²² TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2011.

²³ Informe 27/2011.

Traslado del servicio de interrumpibilidad de los costes de acceso al componente de energía	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	403	586	595	642	691
Impacto acumulado (M€)	403	989	1.583	2.226	2.917

Adicionalmente, a falta de determinar dicho coste a partir de un mecanismo de mercado, el importe total de dicho descuento se podría limitar a 450 M€/año a partir de la próxima temporada, teniendo en cuenta que según el artículo 12 de la Orden ITC/2370/2007 los contratos son de duración de un año con prórroga automática salvo voluntad expresa en contrario del consumidor, lo que minora su efecto en 2012. El traslado de una partida de costes de acceso, hacia el coste de energía del consumidor no interrumpible, implicaría un incremento estimado del precio final de mercado de los consumidores no interrumpibles de, aproximadamente, un 2,7% anual, supuesto que a partir de de la próxima temporada se establece una retribución de 450 M€, El traslado de costes desde los peajes de acceso hacia el coste de energía no es una medida que implique ahorro neto en costes.

La reducción propuesta sobre el descuento de la interrumpibilidad (limitado a 450 M€), en tanto no se desarrolle un mecanismo de mercado para su determinación, podría suponer en términos anuales (nueva temporada respecto a la vigente), respecto al escenario base, una disminución del 23% de dicho descuento total estimado aplicado a los grandes consumidores interrumpibles.

8 TRASLADO DEL COSTE DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DESDE LOS PEAJES DE ACCESO AL COSTE DE ENERGÍA DE TODOS LOS AGENTES.²⁴ TIPO DE ACTUACIÓN: NORMA CON RANGO DE LEY

Las principales funciones del Operador del Sistema están encaminadas a gestionar los servicios necesarios para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, para lo que dispone de herramientas y servicios que permiten coordinar el programa de funcionamiento resultante del mercado. El operador del sistema gestiona los servicios de ajuste, que permiten que la generación coincida en cada instante con la demanda más las pérdidas técnicas en la red. Teniendo en cuenta, que las instalaciones que coordina participan en el mercado y que los principales interlocutores son los agentes que intervienen en el mismo, se plantea que los servicios de este operador se financien mediante los agentes participantes en el mercado.

El impacto económico estimado asciende a 30 M€ en 2012. Dicha medida traslada costes de acceso hacia el precio de energía del consumidor. En particular se estima un incremento anual del precio final de mercado de los consumidores de, aproximadamente, un 0,2%.

Traslado del coste del operador del sistema de los costes de acceso al componente de energía	2012	2013	2014	2015	2016
Impacto anual (M€)	30	40	41	42	43
Impacto acumulado (M€)	30	70	111	153	196

II.3 MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES NO REGULADAS CON IMPACTO EN EL DÉFICIT (A TRAVÉS DE SU IMPACTO EN EL SALDO DE PAGOS POR CAPACIDAD LIQUIDABLE AL SISTEMA)

²⁴ Informe 18/2011

1 PROPUESTAS ORIENTADAS A REDUCIR EL COSTE DEL MECANISMO DE RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES DE GARANTÍA DE SUMINISTRO Y SU IMPACTO EN EL MERCADO

El Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón 2006-2012, firmado el 28 de marzo de 2006, reconocía, como principios generales, la necesidad de estabilizar la actividad del sector en niveles compatibles con su condición de recurso estratégico en el abastecimiento energético, la necesidad de modular la evolución del empleo en función de las necesidades de las unidades de producción y de organizar la aplicación de las ayudas, así como de promover la reactivación de las comarcas mineras, todo ello de modo coherente con la normativa europea.

En el documento aprobado se incluían, como referencia de partida, unas producciones de 12,1 millones de toneladas en 2005, de las que 7,8 (el 64,7%) procedían de las explotaciones de minería subterránea y el resto, es decir, 4,3 millones (35,3%) correspondían al cielo abierto. Para el periodo de vigencia del Plan se mantenían los mismos porcentajes, según se incluía en nota al cuadro nº 3 relativo a las producciones previstas. Además, en el mismo texto aprobado se dice que "... Durante el periodo de vigencia del Plan se mantiene invariable la distribución de la producción por orígenes existente en 2005, entre minería subterránea y minería de cielo abierto, con un margen de flexibilidad del 5% ...".

Sin embargo, en la actualidad, dichos orígenes no se corresponden con los porcentajes previstos en el Plan, debido a que con posterioridad a la elaboración del mismo, en la Comisión de Seguimiento del Plan, se permitió que las empresas mineras pudieran modificar los porcentajes relativos a la procedencia de sus carbones para adaptarlo a su proceso productivo.

De esta manera, en 2007 comenzó a incrementarse el peso del carbón procedente de explotaciones a cielo abierto, mientras que se registró una disminución de la producción subterránea.

Cuadro 5. Evolución de las producciones de carbón, de acuerdo a su procedencia

Procedencia (Millones de t)	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Subterráneo	7,8 (64,7%)	7,0 (62,2%)	4,6 (43,1%)	4,4 (42,5%)	4,3 (42,9%)	3,8 (44,8%)
Cielo Abierto	4,3 (35,3%)	4,3 (37,8%)	6,0 (56,9%)	5,9 (57,5%)	5,7 (57,1%)	4,7 (55,2%)
Total	12,1	11,3	10,6	10,3	10,0	8,5

Fuente: Órdenes por las que se convocan las ayudas a la producción para cada ejercicio

Por lo que respecta a la reducción de producción de 2011, se ha previsto que en dicho ejercicio se incluya la posibilidad de completar el suministro con stocks de las empresas mineras (aunque únicamente los stocks generados en 2009 y 2010) y con el procedente del Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón (AETC) que comenzó a funcionar en 2009.

El AETC, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 31 de julio de 2009, y prorrogado sucesivamente por nuevos Acuerdos de Consejo de Ministros de 30 de diciembre de 2009 y 12 de febrero de 2010, fue creado debido a las circunstancias excepcionales que se estaban produciendo en el sector, ante la falta de compra del carbón extraído, y teniendo en cuenta, en todo caso, la consideración de reserva estratégica.

A lo largo de 2009, HUNOSA, como gestor del AETC realizó unas compras a las empresas mineras por un volumen de 1,9 millones de toneladas. Ante la persistencia de la situación que dio origen a la creación del AETC, en 2010 se aprobó una prórroga del sistema y se continuó comprando la producción hasta un volumen de 1,1 millones de toneladas adicionales.

El 26 de febrero de 2011 se puso en marcha el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS) por el que se establece el procedimiento mediante el cual, las empresas eléctricas se comprometen a adquirir carbón autóctono a cada uno de sus suministradores, incluido el Gestor de Almacenamiento Estratégico Temporal de Carbón. Dicho mecanismo establece un procedimiento por el cual, a través del mercado y de los pagos por capacidad, las centrales eléctricas que deben consumir ese carbón, reciben una retribución regulada que viene a reconocer los costes incurridos por la compra de carbón, así como por el resto de costes variables y fijos incurridos por la central. Con este mecanismo, las centrales que no resultan casadas en el mercado diario, son programadas por el Operador del Sistema en el proceso de restricciones por garantía de suministro. El cuadro siguiente muestra las cantidades de carbón autóctono que deben consumir en 2011 y en 2012 los titulares de las centrales adscritas a este mecanismo. Las cantidades a consumir están compuestas por las cantidades a adquirir a las empresas mineras y al AETC, así como por las cantidades anteriormente adquiridas por la central térmica y que son de su propiedad:

Cuadro 6. Cantidades de carbón autóctono cuyo consumo estaba previsto para 2011 y en 2012 por las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro

Cantidades a quemar (Millones de t)	2011	2012
Producción del ejercicio + Stock en Mina	8,82	7,51
AETC	0,69	0,69
Stock en central	0,53	0,21
Pendiente de quemar de 2011	-	2,10
Total	10,04	10,52

Fuente: Resoluciones de 8 de febrero y 30 de diciembre de 2011, de la SEE, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para los años 2011 y 2012, respectivamente, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

El mecanismo de RGS está suponiendo un sobrecoste directo provisional para el consumidor de electricidad de unos 400 millones de euros al año, estando previsto que este mecanismo se mantenga hasta 2014 (estimación de unos 1.200 millones de euros de coste en todo el periodo)²⁵. Adicionalmente además de los sobrecostes citados, no se debe olvidar el impacto que está suponiendo el mecanismo de restricciones por garantía de suministro en la formación del precio del mercado y en el funcionamiento de las distintas tecnologías, tal y como se ha indicado anteriormente.

Por todo ello, la CNE propone lo siguiente:

²⁵ Este coste provisional debe revisarse una vez transcurrido el ejercicio teniendo en cuenta los costes reales auditados, con la correspondiente liquidación definitiva que debe realizar la CNE.

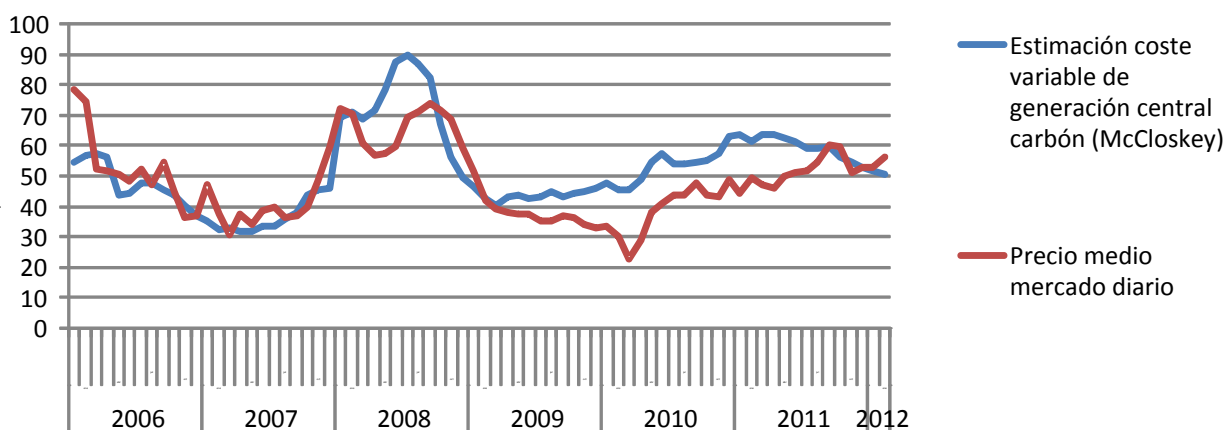
a) Eliminación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro

De acuerdo con la Exposición de Motivos del Real Decreto 134/2010, el establecimiento del mecanismo de RGS pretende asegurar el funcionamiento de aquellas unidades de producción de energía eléctrica que utilicen fuentes de combustión de energía primaria autóctonas. Esta misma idea se mantuvo por las autoridades españolas en el procedimiento de notificación de la medida, para su autorización como ayuda de Estado por la Comisión Europea²⁶. En concreto, se indica en este procedimiento, que España considera que el funcionamiento de las centrales que utilizan carbón autóctono como uno de sus combustibles se ha reducido de forma drástica, por lo que, bajo estas circunstancias, los operadores de centrales térmicas podrían decantarse por cerrar una serie de activos para incrementar sus márgenes de funcionamiento. Posteriormente, se añade que si se cerraran las diez centrales de carbón autóctono afectadas por este mecanismo, el índice de cobertura a medio plazo descendería por debajo de los niveles aceptables de seguridad de suministro. Es decir, el mecanismo de restricciones por garantía de suministro, se fundamentó ante la Comisión Europea en la necesidad de garantizar el suministro del sector eléctrico a través del mantenimiento de la sostenibilidad de las centrales afectadas.

En este sentido, cabe recordar el escaso funcionamiento que registraron las centrales de carbón autóctono especialmente durante el segundo semestre de 2009 y en todo el año 2010, motivado principalmente por no ser sus costes competitivos con el precio del mercado existente en aquel momento.

Históricamente, el precio del carbón autóctono ha venido referenciado a la evolución de los precios del carbón internacional y, durante los tres últimos años, éstos se han situado en un nivel que ha provocado que las centrales que consumen carbón de importación hayan tenido, en términos medios, unos costes superiores al precio del mercado. No obstante, tal y como puede apreciarse en el gráfico siguiente, desde finales de 2011, y motivado principalmente por la evolución de los precios de los derechos de emisión y el decremento del coste de la materia prima, esta senda se ha invertido, de tal forma que se estima que las centrales de carbón de importación, en términos medios, podrían presentar unos costes inferiores a los precios que se están registrando en el mercado de producción (una mayor producción de estas centrales en los últimos meses así lo confirma).

Gráfico 11. Evolución del coste medio variable de generación de una central de carbón de importación y el precio medio del mercado diario €/MWh



²⁶ Procedimiento de Ayuda de Estado nº N178/2010-España. Decisión C(2010)4499 final de la CE de 29 de septiembre de 2010

Fuente: CNE, Platts

De hecho, si se analiza el coste variable de generación de las centrales de carbón autóctono a partir de los costes incluidos en la Resolución de 30 de diciembre de 2011 de la SEE, citada anteriormente, únicamente el 7% de las compras previstas para 2012, podría suponer un coste de generación por encima de los precios actuales del mercado (precio medio ponderado mercado diario febrero 2012, 56€/MWh)²⁷. También los precios de futuros OMIP para 2012 y 2013 parecen estimar un precio del mercado diario en el entorno de los 55 €/MWh, por lo que la situación actual podría no considerarse coyuntural. Según esto, en los dos próximos años, el 93% de las compras previstas podrían tener un precio que hiciera que las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro no precisaran de incentivo adicional al precio del mercado para mantenerse en funcionamiento. El 3% restante, al tratarse de un volumen tan reducido podría resultar programado en los periodos del año con precios más elevados.

Cuadro 7. Producción prevista de carbón en 2012 y coste variable de generación de las centrales a partir de este carbón

Central	Producción del ejercicio + Stock en Mina (t)	Coste variable generación con producción de carbón autóctono del ejercicio €/MWh
Soto de Ribera 3	465.818	48,0
Narcea 3	729.231	50,9
Anllares	636.921	53,4
La Robla 2	421.164	49,7
Compostilla	1.904.815	50,6
Teruel	2.069.540	46,7
Guardo 2	580.646	54,8
Puentenuevo 3	404.495	60,0
Escucha	110.000	58,5
Elcogás	187.584	55,0

Fuente: CNE, Fuente: Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la SEE, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para 2012, a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro.

Nota: Se han considerado los precios de compra de la producción prevista de la minería en 2012. No se ha considerado el precio del carbón almacenado en el AETC, ya que este incluye otros costes adicionales como el coste logístico del almacenamiento.

Por ello, sería deseable que desapareciera este mecanismo por el fuerte impacto que está teniendo en el mercado eléctrico.

b) Reducción del volumen de carbón nacional a consumir bajo el mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

En primer lugar, podría pensarse no consumir el carbón almacenado y proceder a retribuir sus

²⁷ En enero de 2012, el 17% de las compras no hubieran resultado competitivas.

costes financieros anualmente, bien vía PGE o por los consumidores eléctricos. Sin embargo esta alternativa podría no resultar ajustada a lo establecido en el RD 134/2010, en la medida en que esta retribución no estuviera ligada al consumo de carbón autóctono utilizado en las centrales térmicas mediante el mecanismo de RGS, debiendo, además, analizarse la compatibilidad de tal medida con el régimen comunitario de ayudas de Estado.

No obstante, en el caso de que se decidiera mantener el procedimiento de RGS, con el fin de proteger la eficiencia del funcionamiento del mercado, y de conseguir que el coste que suponga este mecanismo para el consumidor eléctrico sea el mínimo posible, una alternativa posible sería reducir el volumen previsto de quemado del carbón nacional bajo el mecanismo de RGS.

En este contexto se podría plantear el consumo del carbón existente en el AETC durante el periodo 2012-2014 (2,2 millones de toneladas), la cantidad pendiente de quemar del año 2011 (2,1 millones de toneladas), y la cantidad prevista anualmente a adquirir a los suministradores procedente de las explotaciones de minería subterránea, ya que el carbón procedente del cielo abierto tiene una problemática técnica diferente al carbón subterráneo.

Por tanto, se consumirían bajo la aplicación del actual mecanismo de restricciones por garantía de suministro 6, 4,7 y 4,8 millones de toneladas en 2012, 2013, y 2014 respectivamente, y no se realizarían extracciones de carbón procedente del cielo abierto.

De acuerdo con estas hipótesis, se ahorrarían 619 millones de euros en el periodo 2012-2014, frente al consumo de la totalidad del carbón prevista con el mecanismo actual, sin que con ello se afectase de forma negativa a la sostenibilidad de las centrales que utilizan carbón autóctono, objetivo último del mecanismo establecido en el RD 134/2010..

Cuadro 8. Estimación de costes del consumo del carbón que actualmente se encuentra en el AETC y lo no quemado del año 2011 y de las compras previstas a las explotaciones de minería subterránea mediante RGS. No se realizan extracciones de carbón procedente del cielo abierto

Sobre coste del consumo de carbón de subterráneo mediante RGS	2012	2013	2014
Producción según RGS (GWh)	14.629	10.681	11.037
Precio medio retribución regulada €/MWh	71,68	73,02	74,11
Precio medio mercado (con apuntamiento) €/MWh	55,62	55,62	55,62
Sobre coste RGS (M€)	235	186	204
Mecanismo actual (Consumo volumen total con RGS) (M€)	406	406	432
Ahorro frente a mecanismo actual (M€)	171	220	228

Fuente: CNE, Resoluciones de 8 de febrero y 20 de diciembre de 2011, de la SEE.

Nota: No se ha valorado la prolongación del mecanismo a partir de 2015, dado que la vigencia del RD 134/2010 está vigente hasta el año 2014.

No se ha considerado en la valoración del mecanismo actual, el efecto de la liquidación definitiva de la valoración de los derechos gratuitos de CO₂, ni el ajuste de los precios por una menor producción a la prevista en 2011. En 2011, estos dos efectos prácticamente se compensan.

Medida complementaria: Participación de las centrales adscritas al mecanismo de RGS en las subastas CESUR

Complementariamente, y al objeto de eliminar o al menos mitigar el impacto del mecanismo actual sobre la formación del precio en el mercado diario (y mercados intradiarios) cabe plantearse que las centrales que participan en el mecanismo de restricciones de garantía de suministro participaran como oferentes precio aceptantes en las subastas CESUR. Concretamente, estas centrales resultarían casadas en las subastas CESUR como vendedores por unos volúmenes de energía establecidos reglamentariamente (y que deberían tener en cuenta lo indicado en relación al carbón autóctono de interior) siendo los compradores los CUR. De esta forma estas centrales, tendrían contratos bilaterales con los CUR al precio resultante en la subasta CESUR, responsabilizándose por tanto del compromiso adquirido en dicho contrato: producción de un cierto volumen de energía, posiblemente con un perfil carga base. Los CUR abonarían el precio CESUR, como ocurre en la actualidad y tendrían asignado mediante un contrato bilateral un cierto volumen de energía (que cubriría parte de su volumen solicitado). Si bien en la actualidad los productos subastados en CESUR tienen liquidación financiera, cabría establecer que los contratos entre las centrales de carbón asignadas al mecanismo y los CUR fueran contratos con liquidación física²⁸. Las centrales de carbón verían complementados los ingresos obtenidos en las subastas CESUR por la diferencia entre el precio de la subasta y el coste regulado, en caso que esta diferencia fuera negativa de manera similar a la actual (con cargo al saldo de los pagos de capacidad).

Bajo este esquema se conseguiría sacar del proceso de formación de precios en el mercado diario a las centrales de carbón autóctonas, que en caso de participar (por ejemplo, modificación de programa, o para atender las obligaciones contraídas con los CUR) lo harían de manera completamente libre. La responsabilidad en el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los contratos bilaterales con los CUR sería de las propias centrales. El coste para los CUR sería el mismo que el actual.

Con esta medida se eliminaría del mercado un volumen de energía que actualmente está ofertando a precio regulado y por otra parte, se evitaría la retirada de las centrales del programa base de funcionamiento que realiza el Operador del Sistema para permitir la programación planificada de las centrales de carbón autóctono, evitando así el impacto que estos hechos tienen en la formación del precio del mercado. No obstante, se debe señalar que la introducción de esta propuesta provocaría la existencia de contratos bilaterales con generación que en algunos casos pudiera ser marginal o supramarginal. Por ello, en estos casos, no debe descartarse que la retirada de estas centrales del mercado diario también tuviera una cierta influencia en la formación de precios.

Este mecanismo tendría un impacto sobre la formación de precio equivalente al que resultaría de eliminar las limitaciones²⁹ a la forma de ofertar en el mercado que actualmente tienen las centrales de carbón autóctono bajo el mecanismo de RGS, o lo que sería lo mismo, que ofertaran a precio 0. En estos casos, la producción podría ir limitada, como ocurre actualmente bajo el mecanismo RGS, a un plan de funcionamiento, para evitar un exceso de energía ofertada en el mercado a precio instrumental.

Los volúmenes que en su caso se incluyeran en el mecanismo propuesto en esta alternativa deberían tener en cuenta las obligaciones de consumo de carbón nacional, la producción de

²⁸ Esto es un elemento fácil de implementar y requiere una modificación menor de los contratos. Cabe recordar que en las primeras subastas CESUR el producto subastado tenía liquidación física.

²⁹ Actualmente deben presentar ofertas igual al coste variable regulado establecido por Resolución.

régimen especial a tarifa que se considere y la evolución del consumo asociado al suministro de último recurso,, a efectos de permitir una correcta formación del precio en la subasta CESUR.

Medida complementaria: Establecimiento de los criterios para la realización de las contabilidad regulatoria de las centrales adscritas al mecanismo de restricciones por garantía de suministro, basado en contabilidad regulatoria de costes.

Con independencia de que se tome alguna de las medidas propuestas, con el fin de que la CNE pueda llevar a cabo anualmente la liquidación definitiva del mecanismo de restricciones por garantía de suministro, es necesario contar con la información de los valores contables de inversión y de operación de las centrales de carbón autóctono, para lo que resulta necesario que se establezcan, vía Resolución de la SEE, los criterios de contabilidad regulatoria de costes y de auditoría conforme a lo propuesto en su día por la propia CNE.

Dado que el Real Decreto 134/2011 establece que para que la CNE pueda realizar la liquidación definitiva del mecanismo de restricciones por garantía de suministro de un ejercicio, los titulares deberán remitir a la CNE sus auditorías antes de julio del ejercicio siguiente, se considera urgente la publicación de los mencionados criterios de contabilidad para llevar a cabo la liquidación de 2011.

2 REVISIÓN DE PAGOS POR CAPACIDAD: ELIMINACIÓN DEL PAGO POR DISPONIBILIDAD EN 2012 Y REDUCCIÓN DEL PAGO A LA INVERSIÓN. APLICADA DESDE 2012

La CNE se encuentra inmersa en los trabajos para realizar una propuesta de adaptación de la regulación actual del mecanismo de pagos por capacidad utilizando preferentemente mecanismos competitivos. La propuesta debe estar finalizada a principios del mes de mayo.

En tanto no esté desarrollada dicha propuesta, se considera que la revisión de carácter transitorio de los pagos de capacidad realizada en noviembre de 2011 no parece conveniente, dado que el riesgo de déficit en capacidad se estima reducido, tal y como argumentó la CNE en su informe a la propuesta de revisión³⁰. Por ello, se considera que deberían eliminarse los pagos por disponibilidad y volver a los pagos a la inversión anteriores (que estaban establecidos en la Orden ITC/2794/2007) a la normativa vigente, con lo que se reducirían transitoriamente los pagos por este concepto en 334 millones de € en el año 2012.

Cuadro 9. Estimación del coste de los pagos por capacidad a las centrales de generación con la aplicación de la Orden ITC/3127/2011 y con la Orden ITC/2794/2007

Millones de €	Concepto	2012	2013	2014	2015	2016
Orden ITC/3127/2011	pago disponibilidad	191				
	Incentivo a la inversión	651	583	559	481	376
Orden ITC/2794/2007	Incentivo a la inversión	508	456	437	377	296
Diferencia	Total	334	127	122	104	80

Fuente: CNE

³⁰ Informe 26/2011 de la CNE sobre Propuesta de orden por la que se regula el servicio de Disponibilidad de potencia de Los pagos por capacidad y se modifica el incentivo a la inversión a que hace referencia el anexo III de la Orden ITC/2794/2007, de 27 de septiembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de octubre de 2007

Nota: Para el cálculo del pago por capacidad se han considerado las incorporaciones de potencia previstas en el Informe Marco de la CNE sobre la demanda de electricidad y gas 2011-2015.

II.4 MEDIDAS DE EXTERNALIZACIÓN DE COSTES DE LOS PEAJES DE ACCESO ELÉCTRICOS

Las medidas propuestas sobre los costes de las actividades reguladas son insuficientes para corregir el déficit del sistema.

En consecuencia, se recogen a continuación medidas de distinto índole con el objetivo de aportar información sobre el impacto que su aplicación, en su caso, podría tener sobre la corrección del déficit tarifario.

1 COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR. APLICACIÓN DEL RDL 6/2009: ELIMINACIÓN PERMANENTE DE DICHO COSTE EN LOS PEAJES DE ACCESO. MEDIDA CON IMPACTO DESDE 2012

El RDL 6/2009, de 30 de abril, establece, en la disposición adicional segunda, que las compensaciones por los extracostes de generación de los sistemas insulares y extrapeninsulares serán financiadas con cargo a los Presupuestos generales del Estado. En particular, durante 2009 se compensará a través de los PGE el 17% del total, en 2010 el 34%, en 2011 el 51%, en 2012 el 75% y el 100% a partir de ejercicios siguientes. La Ley 39/2010 y la Ley 20/2011, han mantenido el importe de la compensación extrapeninsular prevista para 2009 (256,4 M€), en lugar de aplicar la aportación correspondiente al 34% y al 75% del total de la compensación en 2010 y 2011, respectivamente, tal y como se incluyeron en las Ordenes de pajes de acceso de acuerdo con el RD-L 6/2009. En consecuencia, los peajes de acceso han sido establecidos de forma insuficiente con respecto a la financiación de la compensación extrapeninsular que finalmente le corresponde financiar al consumidor eléctrico.

Teniendo en cuenta la naturaleza de dicho coste se considera que dicha partida debe financiarse de forma progresiva con cargo a PGE (75% en 2012 y 100% a partir de 2013) tal y como establece el RDL 6/2009. No obstante, en caso de eliminación de dicha senda o de incorporación de una senda progresiva a la del RDL 6/2009, se considera necesario establecer dicha modificación ex ante, todo ello a efectos de evitar déficit del sistema eléctrico, por el establecimiento de peajes que no cubren suficientemente la partida de compensación extrapeninsular que le corresponde financiar.

2 ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA (2004-2012): EJECUCIÓN DE LAS SENTENCIAS DEL TRIBUNAL SUPREMO Y FINANCIACIÓN PERMANENTE DE DICHO PROGRAMA EXTERNAMENTE A LOS PEAJES DE ACCESO.³¹ TIPO DE ACTUACIÓN: EJECUCIÓN DE LA SENTENCIA DEL SUPREMO.

De acuerdo con las Sentencias del Tribunal Supremo de 17 de octubre de 2007, de 28 de enero de 2009 y de 8 de abril de 2010, relativas a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética, no procede incorporar a los peajes de acceso importe alguno para la financiación de la "E4". En la actualidad y de acuerdo con Disposición Adicional Tercera del Real Decreto-ley 14/2010, las empresas productoras del régimen ordinario están financiando el Plan de Acción durante el periodo 2011 a 2013. Una vez finalizado este

³¹ Informes 18/2011 y 39/2011.

periodo, la financiación de la E4 en modo alguno deberá realizarse con cargo a los peajes de acceso.

La ejecución de la Sentencia del Supremo de 8 de abril de 2010 relativa a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética correspondiente a 2009 permitiría recuperar únicamente en 2012 una cantidad de 308,9 M€, respecto al escenario base.

3 EXTERNALIZACIÓN DE PARTE DEL COSTE DE LAS PRIMAS DE RÉGIMEN ESPECIAL DE LOS PEAJES DE ACCESO

Implementación de medidas para la financiación de las primas del régimen especial con otras fuentes de financiación diferentes a los peajes de acceso, determinando claramente cuál es el importe que corresponde financiar de dicha partida con cargo a los peajes de acceso.

3.1 FINANCIACIÓN DE LAS PRIMAS DE RÉGIMEN ESPECIAL PARCIALMENTE CON CARGO A INGRESOS DE SUBASTAS DE CO₂. MEDIDA APLICADA A PARTIR DE 2013.³² TIPO DE ACTUACIÓN: NORMA CON RANGO DE LEY

Según la Directiva 2009/29/CE, a partir de 2013 los Estados Miembros subastarán todos los derechos de emisión que no se asignen de forma gratuita (básicamente los correspondientes a la generación eléctrica, el sector refino, el sector de la aviación, y otros sectores industriales). Las subastas se realizarán mediante una plataforma centralizada a nivel de Unión Europea y los ingresos se repartirán entre los distintos Estados. Asimismo, el artículo 3 de dicha Directiva recomienda que los Estados Miembros destinen al menos un 50% de estos ingresos a la lucha contra el cambio climático y a la financiación de las energías renovables.

Actualmente, existe una gran incertidumbre sobre los ingresos que España podrá obtener de las subastas, relacionada en buena parte con las expectativas actuales de caída de la demanda y la contribución de las tecnologías renovables en la reducción de las emisiones, lo que permite suponer que en el futuro los precios de los derechos podrían experimentar una cierta contención. La estimación del impacto económico de dicha medida a partir de 2013, a modo de ejemplo, de un promedio anual de derechos que se prevé se adjudiquen mediante subasta de 90 MtCO₂ (los derechos anuales totales necesarios para España podrían llegar a 150 Mt CO₂) a un precio de 10 €/t permitiría obtener 900 M€, de los cuales el 50%, si fueran a financiar las primas de renovables, permitiría minorar los costes de acceso con cargo a los peajes de acceso en torno a 450 M€ anuales, respecto al escenario base.

3.2 FINANCIACIÓN DE LAS PRIMAS DE RÉGIMEN ESPECIAL PARCIALMENTE CON CARGO A SECTORES RESPONSABLES DEL CONSUMO DE COMBUSTIBLES FÓSILES O ALTERNATIVAMENTE A TRAVÉS DE PGE.³³ TIPO DE ACTUACIÓN: NORMA CON RANGO DE LEY.

Debido a que el sector del calor y frío (gas natural y otros) y el de los productos petrolíferos destinados al transporte no alcanzarán una participación del 20% de renovables en su consumo final, y por otra parte, el sector eléctrico superará ese porcentaje hasta alcanzar un 38%, cabría repartir el coste de la prima de las renovables del sector eléctrico correspondiente al exceso sobre el 20%, sobre el resto de los sectores, debido a que el cumplimiento de dichos objetivos responde

³² Informe 39/2011.

³³ Informe 18/2011.

a una política energética global, y por tanto la financiación de su extracoste no debería afectar en exclusiva a los consumidores eléctricos.

Durante el año 2011 las renovables del sector eléctrico han alcanzado el 33% de la demanda de electricidad, 13 puntos por encima del objetivo global previsto para el año 2020, lo que supone un 39% de exceso. Como las primas a las renovables ascendieron a 5.500 M€, el sistema de redistribución de costes propuesto llevaría a que el 39% de las primas fueran soportadas por otros sectores energéticos distintos al eléctrico, esto es, 2.145 M€, mientras que el resto, recaería en el sector eléctrico (3.355 M€).

La estimación del impacto económico, a efectos indicativos, de un impuesto de 0,07 €/l sobre unas ventas³⁴ de unos 4 millones de toneladas de gasolinas y de unos 20 millones de toneladas de gasóleo A, supondría una recaudación próxima a 2.000 millones de euros. Cabe indicar que con esta medida la fiscalidad pasaría del 48% (a precios de 2011) al 52% para la gasolina y del 43% (a precios de 2011) al 46% para el gasóleo A. Se mantendría en ambos casos por debajo de la fiscalidad de la UE, según datos disponibles de 2011 y 2012 (hasta el 6 de febrero), aproximadamente 57%/56% para la gasolina y 49%/48% para el gasóleo.

Cuadro 10. Fiscalidad en carburantes (en porcentaje)

Euro-super 95	2011	2012 (hasta 6/2/2012)
Unión Europea	57%	56%
Eurozona	57%	56%
España	49%	48%
Gas oil automoción	2011	2012 (hasta 6/2/2012)
Unión Europea	49%	48%
Eurozona	48%	47%
España	43%	41%

Fuente: Boletín Petrolero de la UE

En cualquier caso, la introducción de una nueva carga tributaria que grave las ventas de productos petrolíferos deberá, necesariamente, cumplir con las exigencias impuestas por la normativa de la Unión Europea en la materia (Directiva 2008/118/CE del Consejo, de 16 de diciembre de 2008, relativa al régimen general de los impuestos especiales, y por la que se deroga la Directiva 92/12/CEE; y Directiva 2003/06/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad) y la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea en la materia (entre otras la sentencia de 9 de marzo de 2000, EKW y Wein & Co., C-437/97).

Por último, alternativamente a lo anterior, una fuente de financiación, junto a los peajes de acceso eléctricos, de las primas de las energías renovables podrían ser los Presupuestos Generales del Estado. Por una parte, existen motivos para que los consumidores de electricidad financien a las energías renovables, ya que contribuyen a la garantía de suministro a medio y largo plazo, en tanto que son fuentes energéticas autóctonas e inagotables, y reducen las emisiones de contaminantes atmosféricos y de CO₂ del sector. Por otra parte, las energías renovables tienen amplias ventajas para la sociedad, siendo estas de tipo industrial, de empleo, de desarrollo local y

³⁴ Estimadas teniendo en cuenta la evolución histórica observada de las ventas de gasolinas y gasóleo A ventas entre 2000 y 2012 (datos IEA), periodo durante el cual ambos productos han mostrado una tasa de crecimiento media negativa (la gasolina en torno al -6% y el gasóleo A en torno al -3%).

regional, de reducción del deterioro de la balanza de pagos, de seguridad de suministro y de mejora de la calidad ambiental.

II.5 VALORACIÓN DE TODAS LAS MEDIDAS PROPUESTAS CON IMPACTO ECONÓMICO A CORTO PLAZO

1 RESUMEN DE IMPACTOS ECONÓMICOS ESTIMADOS DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS: 2012-2016

El cuadro siguiente detalla el impacto económico de las medidas propuestas respecto al escenario base estimado en el periodo 2012-2016.

Cuadro 11. Detalle del impacto económico de las medidas propuestas respecto al escenario base de previsión (Millones de €)

	2012	2013	2014	2015	2016
MEDIDAS regulatorias con impacto económico	774	1.528	2.141	2.564	2.987
1. Medidas sobre la retribución del transporte	56	160	262	370	479
- Amortización de los activos y retribución del valor neto	48	59	69	80	91
- Convergencia en la tasa interna de rentabilidad de las actividades reguladas	8	36	64	95	129
- Revisión de los parámetros de eficiencia en los valores unitarios y costes de operación y mantenimiento	0	1	1	2	2
- Aplazamiento de inversiones previstas en la planificación	0	64	128	193	257
2. Medidas sobre la retribución de la distribución	352	494	641	795	955
- Distribuidores de más de 100.000 clientes. Amortización de los activos y retribución del valor neto	316	421	531	647	768
- Distribuidores de más de 100.000 clientes. Revisión de los costes de operación y mantenimiento	36	73	110	148	187
3. Medidas sobre la retribución del régimen especial	291	754	1.103	1.263	1.418
- Incremento de la x en el índice de actualización de tarifas y primas (aplicable a todas las tecnologías)	209	529	717	849	1.001
- Armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a su tarifa regulada	47	90	200	200	200
- Limitación del uso de los combustibles fósiles de apoyo al 5% de la energía primaria (biomasa, residuos y termosolar)	35	136	186	214	217
4. Medida sobre los costes de compensación extrapeninsular	23	0	0	0	0
- Revisión de la Tasa interna de rentabilidad de las actividades reguladas	6	24	25	27	28
- Revisión de parámetros de eficiencia en la retribución de los costes fijos de operación y mantenimiento	1	2	3	3	4
- Revisión de los parámetros de eficiencia de los costes de logística (art. 7.6 Orden ITC/913/2006)	1	3	3	4	5
- Eliminación de los gastos de naturaleza recurrente.	14	55	55	55	55
- Reconocimiento de los costes de combustible: limitación máxima del uso del gasóleo	3	10	10	10	10
5. Medidas sobre la financiación del déficit tarifario	49	115	131	131	131
- Emisión directa por parte de los titulares iniciales de la deuda pendiente de titularizar	49	115	131	131	131
6. Medidas sobre la retribución de la CNE	3	4	4	4	4
Traslado de costes de acceso al componente de energía	432	626	636	684	734
1. Servicio de interrumpibilidad de grandes consumidores	403	586	595	642	691
2. Retribución del Operador del Sistema	30	40	41	42	43
Medidas sobre los pagos por capacidad	505	347	350	104	80
1. Propuestas orientadas a reducir el coste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro y su impacto en el mercado	171	220	228	0	0
2. Derogación de la Orden ITC/3127/2011: Eliminación del pago por disponibilidad en 2012 y disminución del pago a la inversión	334	127	122	104	80
Otras medidas	309	450	450	450	450
1. Ejecución Sentencias del Tribunal Supremo (E4)	309				
2. Subastas CO2	0	450	450	450	450
Total impactos	2.020	2.951	3.577	3.802	4.251
1. Medidas regulatorias con impacto económico	774	1.528	2.141	2.564	2.987
2. Traslado de costes al componente de energía	432	626	636	684	734
3. Medidas sobre Pagos por capacidad	505	347	350	104	80
4. Otras medidas	309	450	450	450	450

Fuente: CNE

Nota: Se incluyen en el cuadro únicamente los impactos económicos de las medidas sobre la compensación extrapeninsular, que suponen una reducción de los costes de acceso en 2012. Sombreado en gris, se incluye el impacto de dichas medidas a nivel global aunque no se incluya el impacto en los costes de acceso a partir de 2013 debido a según el RDL 6/2009, la compensación extrapeninsular será financiada con cargo a los PGE.

En resumen, con el objetivo de atajar cuanto antes la senda de déficit tarifario, esta Comisión propone medidas a corto plazo tanto sobre los costes de las actividades reguladas como sobre el aplazamiento de inversiones previstas en la planificación actual, con la finalidad, de moderar cuanto antes la senda creciente de los costes de acceso y promover una regulación eficiente en las actividades reguladas. La no aplicación de medidas sobre la retribución/costes de las actividades reguladas supondrá una evolución de los costes de acceso que incidirá en la permanencia de déficit estructural.

Destacan por su cuantía las siguientes partidas:

- La amortización de los activos y la retribución del Valor Neto en la retribución del transporte.
- El aplazamiento de inversiones de transporte previstas en la planificación.
- La revisión de la retribución mediante el criterio de la amortización de activos y retribución a Valor Neto en la retribución de la distribución.
- La revisión de los costes de operación y mantenimiento de la retribución de la distribución.
- La armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a su tarifa reguladas
- La limitación del uso de los combustibles fósiles de apoyo al 5% de la energía primaria para tecnologías de régimen especial.
- La eliminación de los gastos de naturaleza recurrente en los costes de compensación extrapeninsular.
- El incremento de los factores de eficiencia de todas las actividades y costes regulados.
- La revisión de la tasa interna de rentabilidad en las actividades reguladas.

Adicionalmente, se proponen medidas relativas al mecanismo de financiación y cesión del déficit tarifario a FADE por parte de las empresas eléctricas que están obligadas a financiar temporalmente el déficit, con el objeto de mitigar de forma inmediata el impacto de dicho mecanismo de cesión en las anualidades con cargo a los peajes de acceso de los consumidores. En particular se propone, para el déficit que no ha sido cedido a FADE, que las empresas cedan directamente a terceros la deuda de la que son titulares iniciales, tal y como se realizó en déficit anterior a 2003 y de 2005. Alternativamente, se propone que las empresas eléctricas beneficiarias de la cesión a terceros de los derechos de cobro, contribuyan a financiar parte de los costes de la titulación FADE.

Asimismo, se proponen medidas para trasladar hacia los costes de energía, partidas actualmente consideradas como costes de acceso (retribución del Operador del Sistema y coste de interrumpibilidad de los grandes consumidores), a efectos de eliminar de los peajes de acceso, aquellas partidas que son identificadas como costes de servicios del sistema. Cabe indicar que esta medida que permite mitigar el déficit tarifario, incrementa el coste de energía de los consumidores no interrumpibles.

Con el objeto de que los precios regulados de los consumidores (pagos por capacidad y peajes de acceso) incluyan exclusivamente aquellos costes que deben repercutirse al sistema eléctrico esta Comisión se remite a las consideraciones realizadas, tanto en su informe 29/2009 (Informe sobre el mecanismo de restricciones por garantía de suministro) relativas a que el coste de este mecanismo no debería repercutirse a los consumidores eléctricos, como en su Informe 26/2011 (sobre la modificación de los pagos por capacidad) relativas a que no es necesaria, en la situación actual de exceso de capacidad de generación, la aplicación de pagos por disponibilidad e inversión establecidos en la Orden ITC/3127/2011. Cabe indicar que en la medida en que se minore la aportación del consumidor eléctrico a la financiación del programa de Restricciones de Garantía de Suministro, que por otra parte distorsiona la asignación eficiente del mercado de producción, y se limiten los pagos por capacidad superiores a los establecidos previamente a la

normativa vigente (por ejemplo eliminando transitoriamente el pago por disponibilidad y la reducción del incentivo a la inversión al nivel establecido en la Orden ITC 2794/2007, en tanto no se desarrolle la propuesta de metodología de pagos por capacidad), los precios regulados del consumidor sobre los pagos por capacidad podrían disminuir. Esta disminución de los precios regulados de pagos por capacidad permitiría, con un impacto neutro para el consumidor, incrementar progresivamente los peajes de acceso hasta su nivel de suficiencia a efectos de evitar la aparición de nuevos déficit.

Adicionalmente a estas medidas propuestas, esta Comisión considera esencial que se cumpla la senda de financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a PGE establecida en el RDL 6/2009 y eliminar permanentemente la financiación de dicho coste por el sistema eléctrico, todo ello teniendo en cuenta el escenario de liberalización del coste de generación eléctrico y que toda política distributiva de rentas debería efectuarse externamente al sistema eléctrico.

Asimismo, se solicita la ejecución en 2012 de la Sentencia del Tribunal Supremo de 8 de abril de 2010 correspondiente al ejercicio 2009, relativa a la financiación con cargo a la tarifa eléctrica del Plan de Acción 2005-2007 de la Estrategia Energética (E4) y que a partir de 2013 el Plan de Acción sea financiado permanentemente de forma externa al sistema eléctrico y gasista. Todo ello con el objetivo de evitar déficit del sistema eléctrico y para eliminar partidas de costes que no deben recaer sobre el consumidor de electricidad.

Respecto a la financiación del coste de las primas de régimen especial, se considera necesario que una parte de la financiación de las mismas se realice externamente a los peajes de acceso. En particular, y tal y como establece la Directiva 2009/29/CE, se considera que parte de los ingresos de las subastas de CO2 podría permitir financiar parcialmente los costes de las primas de régimen especial, todo ello teniendo en cuenta la relevante contribución directa de las energías renovables en el cumplimiento de la reducción de emisiones de CO2.

A efectos informativos, en el cuadro inferior se resume en grandes partidas de costes, el impacto económico de las medidas propuestas de carácter urgente a corto plazo, estimadas a partir de un escenario base de previsión con una senda moderada de costes. Se observa que la suma de la aplicación conjunta de todas las medidas propuestas y suponiendo la aplicación del RDL 6/2009 respecto a la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a PGE, permitiría realizar un ajuste relevante para corregir el déficit estructural del sistema eléctrico tanto actual como futuro. Sin embargo, dichas medidas son insuficientes para eliminar el déficit.

Cuadro 12. Resumen agregado de la estimación del impacto económico de las medidas propuestas respecto al escenario base de previsión. Años: 2012-2016 (Millones de €)

	2012	2013	2014	2015	2016
MEDIDAS regulatorias con impacto económico	774	1.528	2.141	2.564	2.987
1. Medidas sobre la retribución del transporte	56	160	262	370	479
2. Medidas sobre la retribución de la distribución	352	494	641	795	955
3. Medidas sobre la retribución del régimen especial	291	754	1.103	1.263	1.418
4. Medida sobre los costes de compensación extrapeninsular	23	0	0	0	0
5. Medidas sobre la financiación del déficit tarifario	49	115	131	131	131
6. Medidas sobre la retribución de la CNE	3	4	4	4	4
Traslado de costes de acceso al componente de energía	432	626	636	684	734
1. Servicio de interrumpibilidad de grandes consumidores	403	586	595	642	691
2. Retribución del Operador del Sistema	30	40	41	42	43
Medidas sobre los pagos por capacidad	505	347	350	104	80
1. Reducción del pago de restricciones por garantía de suministro	171	220	228	0	0
2. Eliminación del pago por disponibilidad	334	127	122	104	80
Otras medidas	309	450	450	450	450
1. Ejecución Sentencias del Tribunal Supremo (E4)	309	0	0	0	0
2. Subastas CO2	0	450	450	450	450
Medidas con impacto económico, traslado de costes y pagos por capacidad	2.020	2.951	3.577	3.802	4.251
1. Medidas regulatorias con impacto económico	774	1.528	2.141	2.564	2.987
2. Traslado de costes al componente de energía	432	626	636	684	734
3. Medidas sobre Pagos por capacidad	505	347	350	104	80
4. Otras medidas	309	450	450	450	450

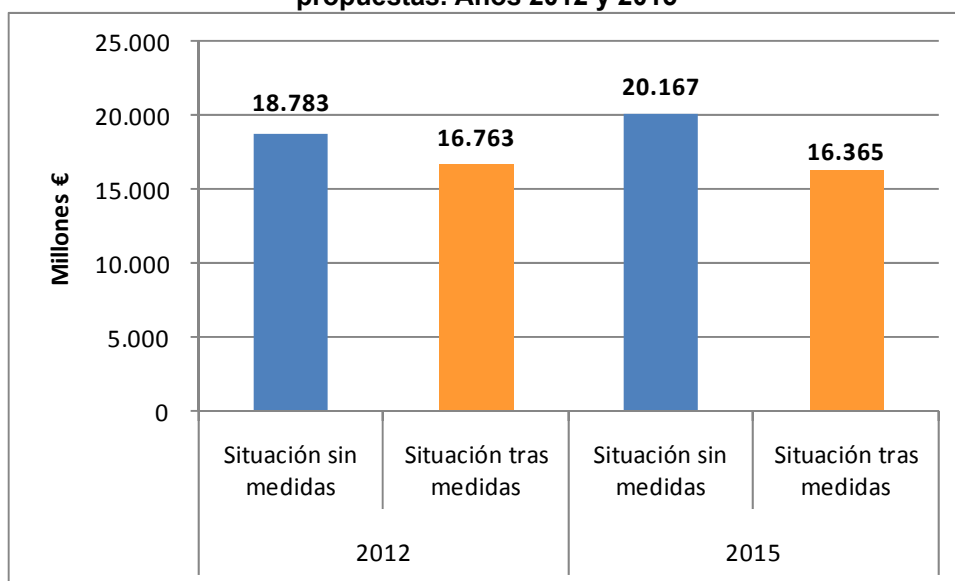
Fuente: CNE

Nota: Se incluyen en el cuadro únicamente los impactos económicos de las medidas sobre la compensación extrapeninsular, que suponen una reducción de los costes de acceso en 2012. Sombreado en gris, se incluye el impacto de dichas medidas a nivel global aunque no se incluya el impacto en los costes de acceso a partir de 2013 debido a según el RDL 6/2009, la compensación extrapeninsular será financiada con cargo a los PGE.

2 IMPACTO RESULTANTE EN LOS PEAJES DE ACCESO, DE LA APLICACIÓN DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS

En el siguiente gráfico se muestran la minoración de los costes regulados en 2012 y en 2015 en el caso de incluir las medidas anteriormente expuestas, midiendo su impacto económico a partir de un escenario base de previsión. Como resultado de considerar todas las medidas propuestas, los costes regulados se reducen en 2.020 M€ y 3.802 M€ en los ejercicios 2012 y 2015, respectivamente (véase Gráfico 12).

Gráfico 12. Costes regulados afectados por la introducción de la totalidad de las medidas propuestas. Años 2012 y 2015



Fuente: CNE

Como resultado de la suma de la aplicación urgente de todas las medidas propuestas a corto plazo se obtendría una disminución significativa del déficit del sistema actual y futuro. Sin embargo, dichas medidas son insuficientes para eliminar el déficit, tal y como puede comprobarse en el Cuadro 13 siguiente.

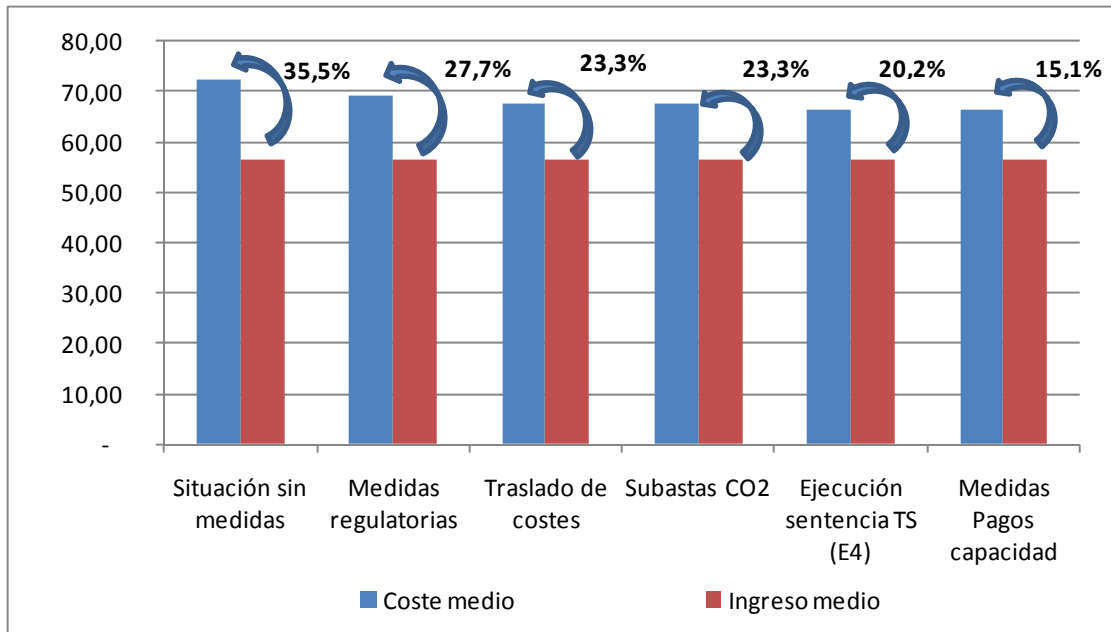
Cuadro 13. Evolución de déficit anual del ejercicio y del déficit acumulado en el escenario base antes y después de todas las medidas propuestas. No se aplican incrementos en los peajes de acceso durante todo el ejercicio. Años 2012-2016. Millones de €

	2012 (1)	2013	2014	2015	2016
Situación actual					
Déficit anual (M€)	-3.511	-4.817	-6.065	-5.952	-5.903
Déficit acumulado (M€)	-3.511	-8.328	-14.393	-20.345	-26.248
Situación tras medidas					
Déficit anual (M€)	-1.490	-1.318	-1.677	-1.351	-1.003
Déficit acumulado (M€)	-1.490	-2.809	-4.485	-5.836	-6.839

Fuente: CNE

En el siguiente gráfico se muestra para el año 2012, la diferencia entre el coste medio de acceso y el ingreso medio de acceso (que es lo que explica que exista déficit tarifario), teniendo en cuenta los diferentes grupos de medidas propuestas. Según el escenario base de estimación, para obtener la suficiencia de ingresos (aceptando el límite legal permitido de 1.500 M€ para dicho ejercicio y teniendo en cuenta que el incremento de peajes aplicaría en cualquier caso a partir del 1 de abril de 2012), los peajes resultantes en 2012 aumentarían un 35,5%. Bajo el mismo escenario de previsión, si se incluyeran todas las medidas propuestas, el incremento necesario para que los peajes fueran suficientes en 2012 ascendería al 15,1%.

Gráfico 13. Incrementos necesarios en los peajes de acceso de 2012 que resultarían de la incorporación acumulada de las medidas propuestas para evitar generar déficit en el ejercicio por encima del establecido en el RDL 6/2010. Año 2012



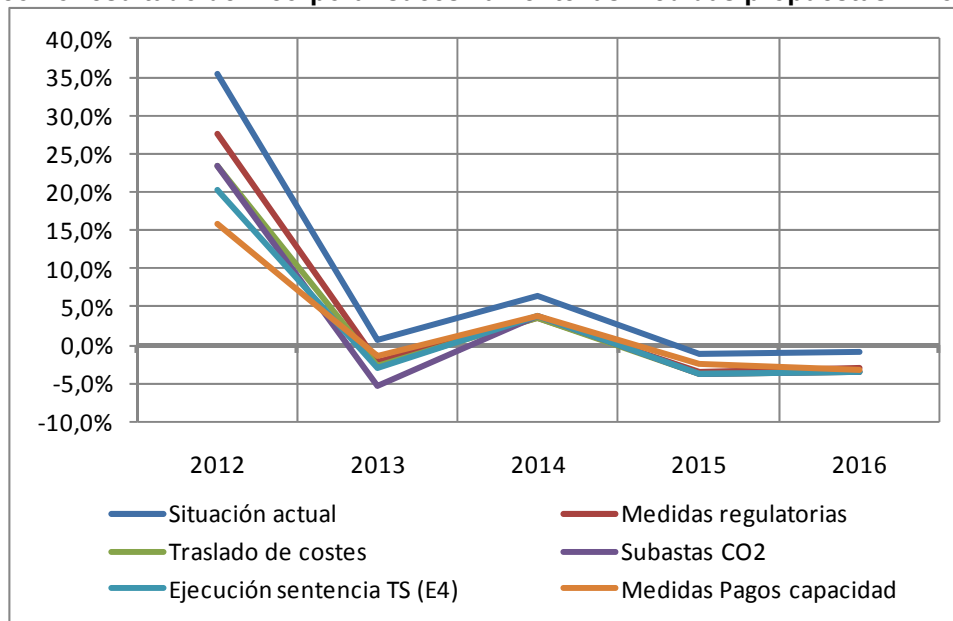
Fuente: CNE

Los peajes de acceso deberían converger a un nivel progresivo de suficiencia a medio plazo donde cubran los costes de acceso que realmente deben recaer sobre el consumidor eléctrico, previa eliminación de todas las ineficiencias en la regulación de las actividades y costes regulados y de todas aquellas partidas de coste que deberían excluirse de los peajes de acceso según las medidas propuestas por esta Comisión.

Cabe destacar que, los aumentos que progresivamente deberán aplicarse sobre los peajes de acceso deberían contrarrestarse parcialmente con disminuciones en los precios regulados de pagos de capacidad que pagan actualmente los consumidores (dichos precios son superiores a los costes que financian. Adicionalmente, el pago de las Restricciones por Garantía de Suministro debería desaparecer totalmente a partir de 2014).

En el Gráfico 14 se muestra, según un escenario de previsión 2012-2016, la senda de variación de los peajes de acceso que llevaría a que éstos fueran suficientes en cada ejercicio tarifario, como resultado de la introducción de distintas medidas propuestas. En todos los casos, se observa que los ajustes necesarios en los peajes del ejercicio 2012 son significativos (en el caso de introducir todas las medidas propuestas un 15,1%), teniendo en cuenta que el aumento en los peajes para lograr la suficiencia de ingresos aplicaría a partir del 1 de abril. Estos aumentos exigidos en los peajes para que el ejercicio 2012 fuera suficiente, darían lugar a reducciones en los peajes de 2013 en todos los escenarios de previsión analizados, con la excepción del escenario en que no se contemplara ninguna medida de las propuestas, en cuyo caso sería necesario un aumento del 0,6% en los peajes para lograr la suficiencia.

Gráfico 14. Senda de variación (%) de los peajes de acceso para lograr la suficiencia en cada ejercicio como resultado de incorporar sucesivamente las medidas propuestas. Años 2012-2016



Fuente: CNE

Cabe indicar que una partida relevante de los costes que transitoriamente, en tanto los peajes no sean suficientes, recaen sobre los consumidores, son los desajustes temporales de ingresos. Dicho desajuste se genera porque el déficit en las liquidaciones de actividades reguladas supera el límite legal permitido para el déficit (1.500 M€ para 2012 y cero a partir de 2013). Si bien hasta ahora los desajustes temporales no han sido incorporados en los peajes de acceso, tal y como establece la normativa vigente (como mayores costes de acceso a trasladar en los peajes), sino como nuevos déficit reconocidos titulizables a través de FADE, la sostenibilidad financiera del sistema eléctrico es incompatible con un reconocimiento paulatino de déficit titulizable.

En definitiva, la financiación de los desajustes temporales induce a incrementos en los peajes de acceso superiores a los necesarios para alcanzar el nivel de suficiencia a medio plazo. La incorporación total de dichos desajustes en los peajes de cada ejercicio en el que se produzca implica el aumento de dichos precios a un nivel superior al de suficiencia a medio plazo, para posteriormente reducirlos. A efectos de mitigar dicho impacto en los peajes de acceso de los consumidores, se considera necesario ajustar progresivamente los pagos por capacidad (a la baja) y los peajes de acceso (al alza).

En el siguiente cuadro se muestra, según el escenario base de previsión, la evolución del desajuste temporal generado en cada ejercicio aún después de incluir las medidas propuestas e incrementar un 2% anual los peajes de acceso. En todos estos cálculos se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009 (con cargo a los PGE 1.420 M€ estimados en 2012 y 1.928 M€ estimados en 2013). En otro caso, el desajuste temporal estimado para el sistema eléctrico será superior, en los términos que se incorpore su financiación con cargo a los peajes.

Cabe indicar que la aplicación de todas las medidas y el aumento anual del 2% de los peajes, arroja un desajuste temporal estimado en 2012 de 1.293 M€, 1.330 en 2013, 1.664 M€ en 2014, 1.016 M€ en 2015 y se reduce a 193 M€ en 2016. En el Gráfico 15 se observa la senda de convergencia entre el ingreso y el coste medio de acceso

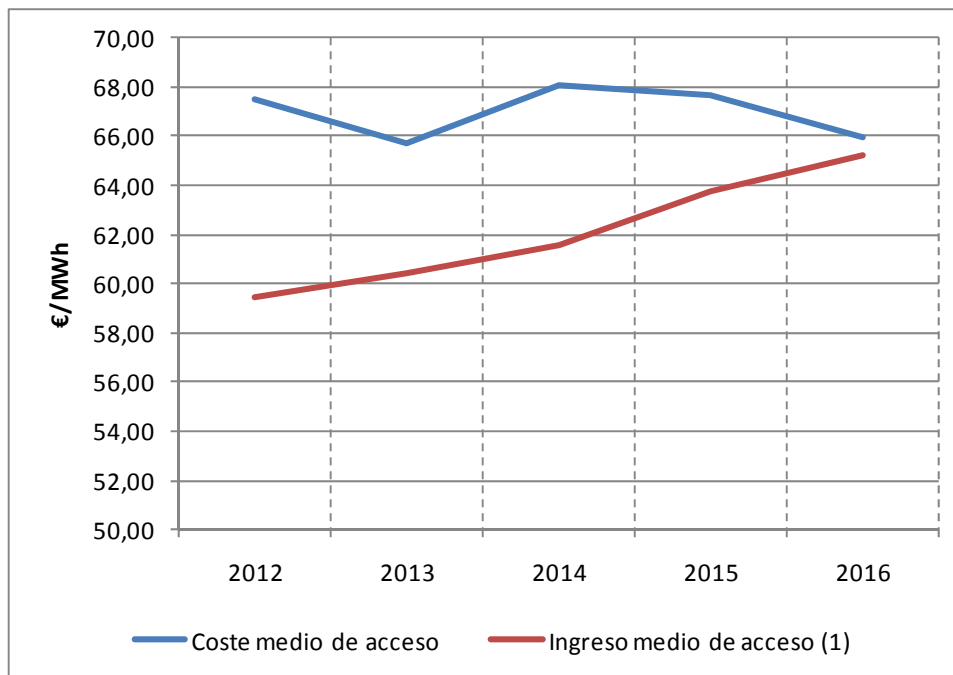
Cuadro 14. Desajuste del ejercicio considerando un aumento de los peajes, en términos anuales, del 2% y la incorporación acumulativa de las medidas propuestas. Millones de €. Años 2012-2016

Desajuste del ejercicio	2012	2013	2014	2015	2016
Situación actual	-3.313	-4.215	-5.240	-4.818	-4.444
Medidas regulatorias	-2.686	-2.753	-3.100	-2.255	-1.457
Traslado de costes	-2.041	-2.127	-2.464	-1.570	-723
Subastas CO2	-2.254	-1.677	-2.014	-1.120	-273
Ejecución sentencia TS (E4)	-1.945	-1.677	-2.014	-1.120	-273
Medidas Pagos capacidad	-1.293	-1.330	-1.664	-1.016	-193

Fuente: CNE

Nota: Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

Gráfico 15. Coste e ingreso medio de acceso considerando un aumento anual del 2% en los peajes de acceso y la incorporación de todas las medidas propuestas. Años 2012-2016



Fuente: CNE

(1) Incluye el saldo de pagos por capacidad

(2) Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

Alternativamente, en caso de considerar un incremento de peajes de acceso, en términos anuales, del 3% en todo el periodo, y de aplicar todas las medidas propuestas, el desajuste en 2012 podría ascender a 1.194 M€ y se eliminaría en 2016, según el escenario de previsión considerado (véase Cuadro 15). En el gráfico véase Gráfico 16 se observa la posible convergencia de los ingresos y costes medios de acceso en este caso.

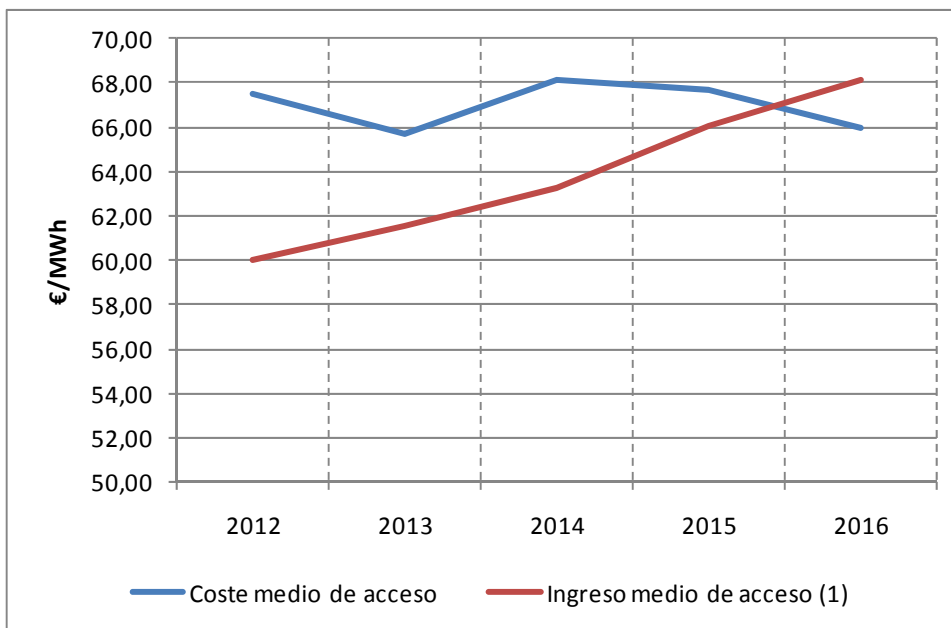
Cuadro 15. Desajuste del ejercicio considerando un aumento de los peajes, en términos anuales, del 3% y la incorporación sucesiva de las medidas propuestas. Millones de €. Años 2012-2016

Desajuste del ejercicio	2012	2013	2014	2015	2016
Situación actual	-3.214	-4.009	-4.815	-4.226	-3.670
Medidas regulatorias	-2.341	-2.481	-2.675	-1.663	-683
Traslado de costes	-2.008	-1.854	-2.039	-978	51
Subastas CO2	-2.008	-1.404	-1.589	-528	501
Ejecución sentencia TS (E4)	-1.699	-1.404	-1.589	-528	501
Medidas Pagos capacidad	-1.194	-1.057	-1.239	-424	581

Fuente: CNE

Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

Gráfico 16. Coste e ingreso medio de acceso considerando un aumento anual del 3% en los peajes de acceso y la incorporación de todas las medidas propuestas. Años 2012-2016



Fuente: CNE

(1) Incluye el saldo de pagos por capacidad

Nota: Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

En resumen, la incorporación de todas las medidas propuestas y el aumento de los peajes de acceso en torno al 2% ó 3% anual, permitiría alcanzar, según el escenario base de previsión analizado, la convergencia entre ingresos y costes de acceso, entre 2015 y 2016, siempre que los desajustes no fueran incorporados como un mayor coste con cargo a los peajes en el ejercicio siguiente.

En consecuencia, los peajes deberían ajustarse de forma progresiva hasta alcanzar su nivel de suficiencia a medio plazo, si bien debería contemplarse un mecanismo de financiación, externo a los peajes de acceso, para los desajustes temporales que se produzcan transitoriamente, hasta que los peajes alcancen el nivel de suficiencia a medio plazo.

2.1 POSIBLES MEDIDAS PARA FINANCIAR EL DESAJUSTE TEMPORAL

La financiación del desajuste temporal en los términos establecidos en el Real Decreto-Ley 6/2010 (esto es, su incorporación en la revisión de los peajes de acceso, como mayor coste de acceso en el ejercicio siguiente) conlleva variaciones artificiales en los peajes de acceso, dando lugar a mayores aumentos de peajes en los ejercicios en que se incorporan y reducciones en el ejercicio posterior a su incorporación. A efectos de lograr una senda de ajuste progresivo y estable en los peajes, se hace necesaria la introducción de medidas adicionales que permitan la financiación del desajuste temporal externamente a los peajes de acceso.

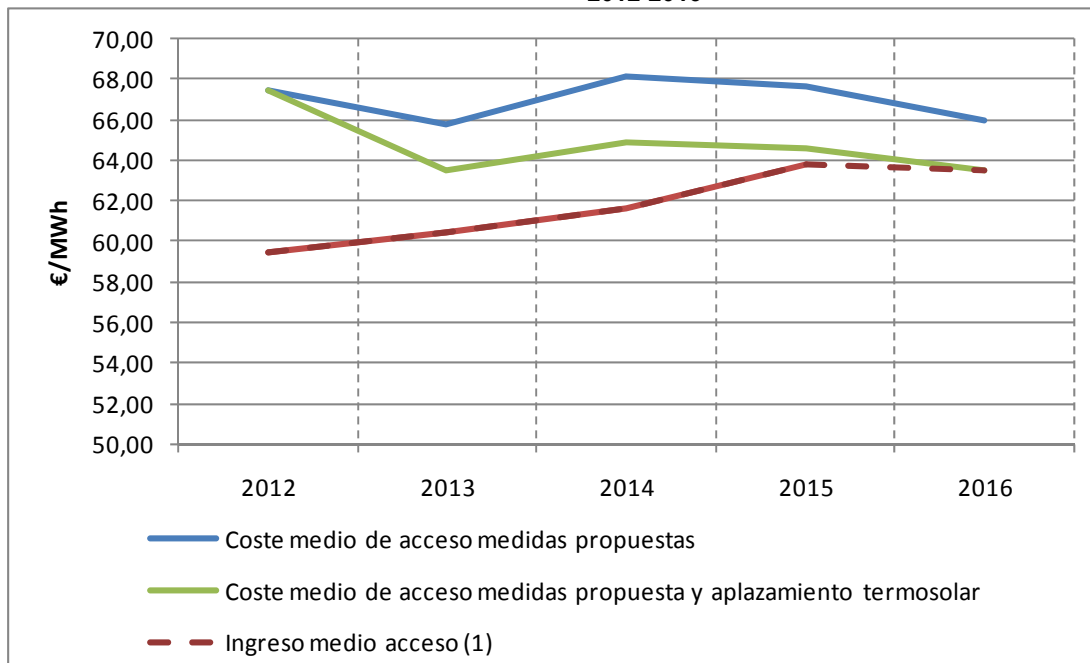
Una posible medida para mitigar el impacto del desajuste temporal del sistema eléctrico consistiría en laminar la senda temporal de las primas que recibirán las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación, pero sin acta definitiva de puesta en servicio, debido a que es la tecnología con mayor grado de penetración en el medio plazo y mayor comprometido. Dicha medida podría suavizar la evolución temporal de la senda de retribución que percibirían estas instalaciones de forma que en el contexto actual de déficit de tarifa, el incremento de costes que supone para el sistema la entrada en funcionamiento de estas centrales en los próximos años sea menor, obteniendo los propietarios de estas instalaciones unos mayores ingresos en el futuro. El criterio de determinación de la senda retributiva alternativa, sería la equivalencia entre sendas retributivas en valor actual (valor descontado de los flujos de caja de los proyectos). Para un mayor detalle de descripción de la medida y de los escenarios estimados, véase Anexo 5.

A efectos de ilustrar la medida indicada y realizar una estimación inicial del alcance económico de la misma se incluye uno de los posibles escenarios de laminación³⁵ en los siguientes gráficos.

La opción de aplazar el pago de primas a la tecnología termosolar permitiría, reducir progresivamente, el desajuste resultante de dicha medida a corto plazo (2013-2016), tal y como se observa en los siguientes gráficos y cuadros.

³⁵ Se supone que la prima en 2013 es un 30% de la prima vigente (escenario base), la prima en 2014 es un 40% de la del escenario base, en 2015 la prima se situaría en un 50% de la prima en el escenario base para ese año, en 2016 las primas serían un 60% y en el año 2017 y posteriores la prima bajo el esquema alternativo sería un 110% de la prima del escenario base.

Gráfico 17. Coste e ingreso medio de acceso considerando un aumento del 2% en los peajes de acceso, la incorporación de todas las medidas propuestas y la laminación de las primas a la tecnología termosolar. Años 2012-2016



Fuente: CNE

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad

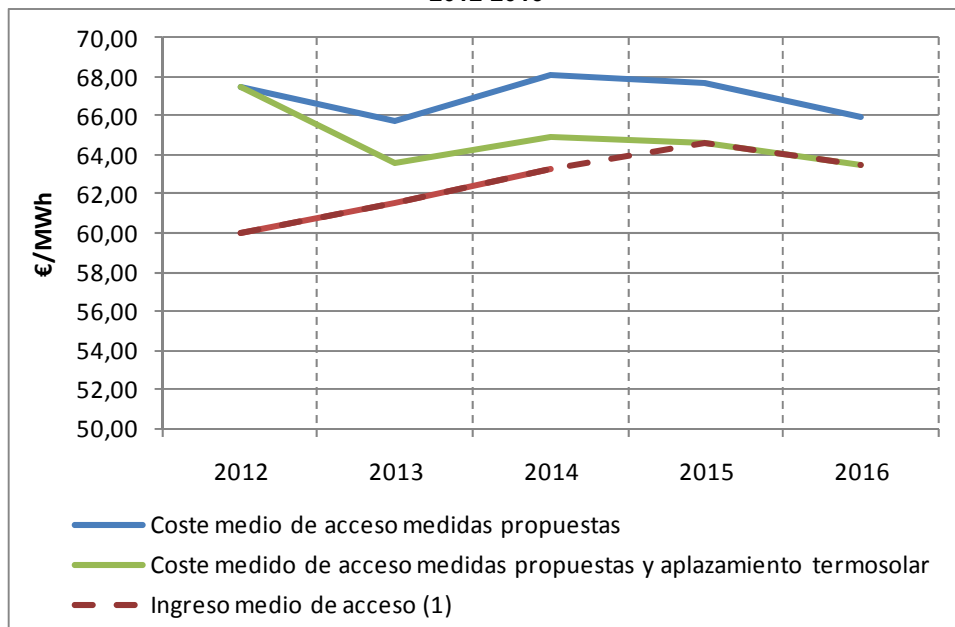
Cuadro 16. Desajuste del ejercicio considerando un aumento de los peajes, en términos anuales, del 2% y, además de todas las medidas propuestas, la laminación de las primas a la tecnología termosolar. Millones de €. Años 2012-2016

Aplazamiento termosolar	2012	2013	2014	2015	2016
Déficit aplazamiento primas termosolar	-1.293	-782	-852	-217	456

Fuente: CNE

Nota: Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

Gráfico 18. Coste e ingreso medio de acceso considerando un aumento del 3% en los peajes de acceso y la incorporación de todas las medidas propuestas y la laminación de las primas a la tecnología termosolar. Años: 2012-2016



Fuente: CNE

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad

Cuadro 17. Desajuste del ejercicio considerando un aumento de los peajes, en términos anuales, del 3% y, además de todas las medidas propuestas, la laminación de las primas de la tecnología termosolar. Millones de €. Años 2012-2016

Aplazamiento termosolar	2012	2013	2014	2015	2016
Déficit aplazamiento primas termosolar	-1.194	-509	-427	375	1.230

Fuente: CNE

Nota: Se supone que la compensación extrapeninsular es financiada según establece el RDL 6/2009

En resumen, con la aplicación de todas las medidas propuestas incluyendo la laminación de la prima de la tecnología termosolar (de instalaciones en el registro de preasignación y sin acta definitiva de puesta en servicio) y con un aumento del 3% anual en los peajes que permitiera converger al nivel de suficiencia en 2015, se eliminaría el problema del déficit estructural a medio plazo, si bien se registrarán desajustes temporales hasta llegar al nivel de suficiencia de los peajes, cuya financiación debería obtenerse externamente al sistema eléctrico a efectos de no reconocer una nueva senda de déficit legal permitido y de evitar la financiación de dichos desajustes transitorios con cargo al consumidor.

En el siguiente cuadro se muestra, el impacto del ajuste en los peajes de acceso, sobre el déficit tarifario anual (por encima del límite legal permitido), antes y después de aplicar todas las medidas propuestas, incluyendo el aplazamiento del pago de las primas a las instalaciones termosolares en el registro de preasignación sin acta definitiva de puesta en servicio. No se considera la financiación externa del déficit tarifario anual por cuenta de los peajes de acceso.

Cuadro 18. Variaciones anuales de peajes (%) y déficit generado anualmente (no financiado con cargo a peajes), sin incluir las medidas propuestas y adoptando todas las medidas propuestas, incluyendo un escenario de modificación de la senda temporal de las primas a recibir por las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación pero sin acta definitiva de puesta en servicio. Escenario de previsión 2012-2016

	2012 (1)	2013	2014	2015	2016
ESCENARIO BASE + Δ peajes constante del 2%					
Variación de peajes	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Déficit anual (M€)	-3.313	-4.281	-5.240	-4.818	-4.444
Déficit acumulado (M€)	-3.313	-7.594	-12.834	-17.652	-22.096
ESCENARIO BASE + Δ peajes constante del 3%					
Variación de peajes	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Déficit anual (M€)	-3.214	-4.009	-4.815	-4.226	-3.670
Déficit acumulado (M€)	-3.214	-7.222	-12.038	-16.264	-19.934
ESCENARIO BASE + Δ peajes constante del 4%					
Variación de peajes	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
Déficit anual (M€)	-3.115	-3.734	-4.382	-3.617	-2.865
Déficit acumulado (M€)	-3.115	-6.849	-11.231	-14.848	-17.713
ESCENARIO BASE + Δ peajes constante para déficit 0 en 2015					
Variación de peajes	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	-0,8%
Déficit anual (M€)	-2.766	-2.383	-1.993	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.766	-5.149	-7.142	-7.142	-7.142
ESCENARIO BASE + Δ peajes para equilibrio en cada ejercicio					
Variación de peajes	35,5%	0,6%	6,4%	-1,2%	-0,8%
Déficit anual (M€)	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	0	0	0	0	0
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar					
Variación de peajes igual al IPC previsto	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	-1,0%
Déficit anual (M€)	-1.293	-782	-852	-217	0
Déficit acumulado (M€)	-1.293	-2.074	-2.926	-3.143	-3.143
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Δ peajes constante del 3%					
Variación de peajes igual al IPC previsto	3,0%	3,0%	3,0%	0,5%	-2,4%
Déficit anual (M€)	-1.194	-509	-427	0	0
Déficit acumulado (M€)	-1.194	-1.703	-2.130	-2.130	-2.130
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Δ peajes constante del 4%					
Variación de peajes igual al IPC previsto	4,0%	4,0%	4,0%	-2,3%	-2,4%
Déficit anual (M€)	-1.095	-235	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	-1.095	-1.330	-1.330	-1.330	-1.330
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Δ peajes constante para déficit 0 en 2015					
Variación de peajes	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	-2,4%
Déficit anual (M€)	-1.256	-681	-695	0	0
Déficit acumulado (M€)	-1.256	-1.937	-2.632	-2.632	-2.632
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Δ peajes necesario para equilibrio en cada ejercicio					
Variación de peajes	15,1%	-4,5%	2,3%	-2,3%	-2,4%
Déficit anual (M€)	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	0	0	0	0	0

Fuente: CNE

(1) En 2012 el aumento de peajes se aplica desde el 1 de abril.

Según el escenario de previsión 2012-2016, en ausencia de aplicación de las medidas regulatorias propuestas por la CNE, serían necesarios incrementos significativos en los peajes para evitar que el déficit anual a financiar (se supone externamente a los peajes de acceso) fuera asumible: En particular,

- a. Con un incremento nominal de los peajes de acceso del 2% (mantenimiento de los peajes en términos reales, según la inflación prevista), en cada año hasta 2016, el déficit seguiría incrementándose, superando, en términos acumulados, los 22.000 M€ en 2016. En este contexto, incrementos anuales en los peajes de acceso del 3% y del 4% en términos nominales, no contribuirían a mitigar de manera significativa el crecimiento del déficit.
- b. Si se contemplara una senda de incrementos de peajes para alcanzar un déficit nulo en 2015, sería necesario un aumento anual de los peajes, en términos nominales, del 10% entre 2012 y 2015. Sin embargo, esta senda sería difícilmente sostenible para los consumidores y, además, dejaría un déficit acumulado pendiente de financiación en torno a 7.142 M€, debido a que no se incluye en las subidas de peajes.
- c. La imposición de incrementos anuales de peajes para garantizar que, en cada año, a partir de 2012, el déficit sea nulo, implicaría un aumento de los peajes en términos nominales, del 35,5% en 2012 (suponiendo el límite legal permitido de déficit de 1.500 M€), del 0,6% en 2013 y del 6,4% en 2014, lo que sería insostenible para los consumidores.

Por el contrario, si se introdujeran las medidas regulatorias de corto plazo indicadas anteriormente, incluyendo la modificación de la senda temporal de las primas a recibir por las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación pero sin acta definitiva de puesta en servicio, los ajustes necesarios en los peajes para lograr la convergencia con los costes de acceso en el medio plazo, serían inferiores y los déficit registrados anualmente (pendientes de financiación externa a los peajes) se reducirían. En este sentido,

- a. Un incremento anual de los peajes en términos nominales del 2% hasta 2015 permitiría alcanzar la suficiencia de los peajes en 2016. El déficit acumulado en los cuatro primeros años (2012-2015) pendiente de financiación ascendería a 3.143 M€. Por su parte, si el aumento anual de los peajes en términos nominales ascendiera al 3% o al 4%, la suficiencia de los peajes se podría alcanzar en 2015 o 2014, si bien el déficit acumulado ascendería a 2.130 M€ en 2014 y 1.330 M€ en 2013, respectivamente. Se observa que, con el incremento anual en términos nominales del 4% hasta 2014, los peajes en 2015 y 2016 deberían reducirse por encima del 2%, debido a que los incrementos acumulados en los peajes han sido superiores a los necesarios para alcanzar el nivel de convergencia con los costes de acceso.
- b. La determinación de una senda de peajes para alcanzar un déficit nulo en 2015 conllevaría un incremento anual de los peajes en términos nominales del 2,4% entre 2012 y 2015. El déficit acumulado hasta 2014, pendiente de financiación, ascendería a 2.632 M€.
- c. La imposición de incrementos anuales de peajes para garantizar que, en cada año, a partir de 2012, el déficit sea nulo, y no acumular déficit, implicaría un aumento de los peajes en términos nominales del 15,1% en 2012 (suponiendo el límite legal permitido de déficit para 2012 de 1.500 M€), una caída del 4,5% en 2013, un aumento del 2,3% en 2014 y 2015. Este escenario sería difícilmente sostenible para los consumidores.

La combinación de medidas regulatorias correctoras, incluyendo la laminación de las primas a las centrales solares termoeléctricas, y un incremento de peajes del 3% anual hasta 2014, permitiría alcanzar la suficiencia de los peajes en 2015, arrastrando un déficit acumulado hasta 2014, pendiente de financiación de 2.130 M€. En este escenario el problema de déficit estructural quedaría resuelto en 2014, siempre que se buscara financiación para el desajuste de los ejercicios 2012 (1.194 M€), 2013 (509 M€) y 2014 (427 M€), externamente a los peajes de acceso. Alternativamente, dependiendo del desajuste temporal final resultante de la aplicación de las diferentes medidas, su financiación a través de los peajes futuros de los consumidores, supondrá un aumento de las anualidades futuras (a 15 años).

Cabe indicar que los análisis realizados se basan en el supuesto de que la compensación extrapeninsular será financiada con cargo a los PGE según el RDL 6/2009. El caso de que dicha senda fuera interrumpida, tal y como ha sucedido en 2010 y 2011, y los peajes de acceso deban financiar dicha partida (excepto 256,4 M€ anuales), el importe de los desajustes temporales a financiar sería muy superior, a pesar de la aplicación de las medidas propuestas, tal y como muestra el siguiente cuadro.

Cuadro 19. Impacto en los peajes (%) y en el déficit anual en el caso de aplicar todas las medidas propuestas en el Informe, considerando el pago de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso. Escenario de previsión 2012-2016

	2012 (1)	2013	2014	2015	2016
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante del 2%					
Variación de peajes	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Déficit anual (M€)	-2.838	-2.360	-2.455	-1.776	-1.057
Déficit acumulado (M€)	-2.838	-5.198	-7.653	-9.429	-10.487
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante del 3%					
Variación de peajes	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Déficit anual (M€)	-2.739	-2.088	-2.030	-1.184	-283
Déficit acumulado (M€)	-2.739	-4.827	-6.857	-8.041	-8.325
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante del 4%					
Variación de peajes	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	0,8%
Déficit anual (M€)	-2.640	-1.813	-1.597	-574	0
Déficit acumulado (M€)	-2.640	-4.453	-6.050	-6.625	-6.625
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes constante para déficit 0 en 2015					
Variación de peajes	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	-2,7%
Déficit anual (M€)	-2.550	-1.559	-1.193	0	0
Déficit acumulado (M€)	-2.550	-4.108	-5.301	-5.301	-5.301
ESCENARIO BASE + Aplicación Medidas + Laminación termosolar + Compensación Extrapeninsular + Δ peajes necesario para equilibrio en cada ejercicio					
Variación de peajes	30,7%	-6,8%	2,1%	-2,6%	-2,7%
Déficit anual (M€)	0	0	0	0	0
Déficit acumulado (M€)	0	0	0	0	0

Fuente: CNE

Nota: Se ha considerado que el aumento de peajes aplica desde el 1 de abril de 2012

En el cuadro anterior, se observa que en el caso de que se incluya el coste de la compensación extrapeninsular con cargo a los peajes de acceso (en lugar de seguir la senda de financiación con cargo a los PGE establecida en el RDL 6/2009), e introduciendo todas las medidas regulatorias del Informe, sería necesario un esfuerzo superior en los peajes de acceso para alcanzar la senda de convergencia de los costes de acceso en 2015 (4,9% anual en términos nominales) y no generar más déficit a partir de entonces. El volumen de déficit acumulado pendiente de financiación externamente a los peajes de acceso ascendería a 5.301 M€. Un incremento anual del 4% de los peajes de acceso en términos nominales llevaría a acumular un déficit pendiente de financiación de 6.625 M€ en 2015.

Teniendo en cuenta que será necesario obtener financiación anual de los desajustes temporales, a partir de las respuestas recibidas de distintos agentes en el proceso de consulta pública realizada por esta Comisión y a efectos meramente informativos, debido a que excede del análisis regulatorio, en el Anexo 7 se recoge un conjunto de opciones recaudatorias aplicadas en distintos países de la Unión Europea que en su caso podrían ser aplicadas con carácter transitorio, teniendo en cuenta, entre otros aspectos, sus efectos sobre los precios finales de los consumidores. Se analizan las ventajas e inconvenientes de su aplicación y su impacto en el caso de su aplicación en España. Las figuras tributarias europeas consisten en:

- Impuestos sobre la generación hidráulica y nuclear;
- Impuestos de carácter medioambiental sobre emisiones de CO₂ y productos energéticos.
- Impuesto sobre sociedades que desarrollan actividades energéticas

Adicionalmente, en el Anexo 5 teniendo en cuenta la necesidad de disponer de medidas para mitigar el déficit, se añade el análisis de determinadas medidas recogidas del proceso de consulta pública por su importancia cuantitativa en términos de afectación del déficit a medio plazo. En particular, se analiza como propuesta alternativa a la “armonización de la prima de la tecnología solar termoeléctrica con respecto a su tarifa regulada”, la posibilidad de ofrecer voluntariamente a los promotores de instalaciones termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación correspondiente a las Fases 2, 3 y 4 que aún no tienen acta definitiva de puesta en marcha, una compensación económica que reconocería de forma anticipada, total o parcial, sus costes de inversión estimados (incluida una rentabilidad razonable) a cambio de renunciar al régimen retributivo primado de su producción.

Por último, esta Comisión considera necesario que se determinen claramente los costes que deben incluirse de forma estable en los peajes de acceso y aquellos otros (compensación extrapeninsular, régimen especial, etc.) que deben financiarse externamente o conjuntamente a otras fuentes de financiación externas a los peajes de acceso. Adicionalmente, en términos de la Directiva 72/2009/CE, se considera que la CNE debe establecer la metodología de retribución de las actividades reguladas y la metodología de asignación de los costes para determinar los peajes de acceso, los pagos por capacidad, así como los precios de los operadores de mercado y del sistema, que deben pagar los agentes de forma suficiente.

3 IMPACTO DE APLICACIÓN DE LAS MEDIDAS ENTRE AGENTES-CONSUMIDORES.

A continuación se analiza el impacto de las medidas propuestas a corto plazo, entre los distintos agentes a las que van dirigidas, específicamente en términos de la afectación de sus ingresos anuales en 2012 y 2015.

Respecto a la retribución del transportista, en particular las medidas a corto plazo sobre la retribución del transporte aplicadas en 2012 supondrían el 3,5% del ahorro en costes de las medidas aplicadas en las actividades reguladas según el escenario base de previsión. La

aplicación de dichas medidas supondría el 3,3% de la retribución establecida para [CONFIDENCIAL] en 2012 ([CONFIDENCIAL]) y el 8,1% de la retribución esperada en 2015. Adicionalmente, otras medidas del transporte como el aplazamiento de las inversiones podrían suponer la reducción del 8,9% de los costes de la retribución del transporte en 2015.

Respecto a la retribución de las distribuidoras de más de 100.000 clientes, las medidas sobre la retribución de la distribución sumarían el 22,2% del total de ahorros estimados de aplicar todas las medidas propuestas para 2012. En términos del coste de la distribución la aplicación de dichas medidas supondría desde el 6,4% de la retribución de la distribución en 2012 ([CONFIDENCIAL]) hasta alcanzar el 12,7% de la retribución estimada en 2015. No se ha incluido el impacto sobre la retribución de los distribuidores de los 65 M€ relativos a los incentivos de calidad y pérdidas y que no se reconocerían en 2012.

Las medidas aplicadas a corto plazo sobre el régimen especial afectaría al 4% de la retribución de las primas previstas en 2012 (el 2,5% de los ingresos previstos por la generación de régimen especial peninsular en 2011), si bien en 2015 supondrían el 13,4% de la retribución esperada de las primas de régimen especial

La normativa de desarrollo aplicable a la producción en régimen especial aprobada en 2010 estableció una serie de límites específicos a las horas objeto de retribución primada de las tecnologías fotovoltaica, solar termoeléctrica y eólica, así como la reducción de las primas para determinadas instalaciones eólicas y la obligación de permanecer durante su primer año de vida en régimen de tarifa regulada para la solar termoeléctrica. Por otra parte, todas las tecnologías del régimen especial (al igual que del ordinario) se vieron afectadas por un nuevo peaje de acceso aplicable a la generación. Estas medidas tuvieron efecto desde 2011. El impacto económico anual de este conjunto de medidas para las instalaciones de producción en régimen especial existentes asciende a más de 650 M€, de los cuales casi 500 M€ corresponden a la limitación de horas impuesta a la tecnología fotovoltaica.

Por otra parte, en 2012, si se adoptaran las medidas propuestas, la producción en régimen especial tendría una menor retribución en unos 291 M€, que sumados a los más de 650 M€ correspondientes a las medidas ya adoptadas, alcanzarían casi los 1.000 M€, lo cual supone más del 13% de la retribución inicialmente prevista para ese año, lo que equivale a un 8% de sus ingresos totales³⁶ estimados para 2011.

Por lo que respecta al impacto de la aplicación de las medidas sobre la compensación extrapeninsular, las medidas propuestas en 2012 supondrían una reducción de la retribución de [CONFIDENCIAL] de 91 M€, un 4,8% de la compensación inicialmente prevista ([CONFIDENCIAL]).

La revisión de la tasa de la CNE supondría una reducción de la financiación con cargo a peajes de acceso del 11% en 2012 y del 15,7% anual en términos globales de ingresos.

Respecto a las instalaciones termoeléctricas en registro de preasignación, sin acta de puesta en servicio, en el caso de realizar una laminación en el pago de la prima a las tecnologías termosolares, el impacto de dicha medida dependiendo del escenario de laminación, sería nulo en 2012 y supondría el 12,8% de la retribución total de primas de régimen especial en 2015. Dicha medida no tiene un impacto financiero sobre estos proyectos, debido a que en la determinación de la senda retributiva se ha tenido la equivalencia de los flujos de caja en términos de valor actual.

³⁶ Incluye el coste de la energía y las primas de régimen especial.

Cuadro 20. Afectación de las medidas propuestas sobre los distintos agentes

Impacto sobre los agentes	[CONFIDENCIAL]	2012 (M€)		2015 (M€)	
			% sobre componente coste		% sobre componente coste
		1.588		3.467	
1. Medidas sobre la retribución del transporte		56	3,3%	370	17,1%
Medidas regulatorias		56	3,3%	175	8,1%
Aplazamiento de inversiones		0	0,0%	193	8,9%
2. Medidas sobre la retribución de la distribución		352	6,4%	795	12,7%
3. Medidas sobre la retribución del régimen especial		291	4,0%	1.263	13,4%
4. Medida sobre los costes de compensación extrapeninsular (1)		91	6,4%	99	5,2%
5. Medidas sobre la retribución de la CNE					
6. Otras medidas					
Ejecución Sentencias del Tribunal Supremo		309		0	
7. Laminación termosolar (2)		0		799	12,8%

Fuente: CNE

(1) Impacto del ahorro de las medidas propuestas sobre la compensación extrapeninsular total

(2) Impacto sobre la prima equivalente total del ejercicio 2015

Respecto a los generadores de régimen ordinario, la aplicación de las medidas sobre el pago por capacidad y RGS, supondría un 2,88% del importe neto de la cifra de negocio los principales grupos de generación en régimen ordinario³⁷ en 2010.

Cuadro 21. Afectación de los generadores en Régimen Ordinario

Impacto sobre los generadores R.O.	2012 (M€)	2015 (M€)
		505
Reducir del coste del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro	171	0
Derogación de la Orden ITC/3127/2011	334	104

Fuente: CNE

Respecto a la aportación de las empresas financiadoras del desajuste a la financiación de la deuda pendiente de cesión, dicha medida permitiría disminuir el coste de la anualidad incluido en los peajes de acceso un 2,2% en 2012 y un 5,4% en 2015. Sin embargo, dicha medida que supone un ahorro para el consumidor sólo será un coste para las empresas en la medida en que la cesión conlleve un coste financiero para la empresa. En cualquier caso emitirán a un tipo inferior al actual de FADE. Los ingresos de 2010 de los principales grupos consolidados ascendió a 41.099 M€ por la actividad en España y 18 M€ el posible coste anual de dicha medida para un diferencial de 100 puntos básicos, respecto a la financiación reconocida a las empresas.

Los Presupuestos Generales del Estado financiarían de acuerdo con el RDL 6/2009 la compensación extrapeninsular (75% en 2012 y 100% a partir de 2013). De forma indirecta de acuerdo con la Directiva 2009/29/CE ingresos para financiar una parte de la prima de régimen

³⁷ [CONFIDENCIAL].

especial, por la contribución de ingresos de la subasta de CO2 que irían destinados a financiar las primas de energías renovables,. En total (compensación extrapeninsular a través de Presupuestos Generales del Estado más ingresos por subastas de derechos de CO2) se aportaría 1.351 M€ en 2012 y 2.265 M€ en 2015.

Cuadro 22. Afectación en los ingresos de las Administraciones Públicas

	2012 (M€)	2015 (M€)
Impacto sobre la Administración	1.351	2.265
Financiación Compensación extrapeninsular por PGE	1.351	1.815
Subastas de CO2	0	450

Fuente: CNE

Finalmente, se ha calculado el impacto de las medidas propuestas para el consumidor de electricidad.

Cuadro 23. Afectación por el desplazamiento de costes al componente de energía sobre los consumidores

		2012 (M€)	2015 (M€)
Traslado de costes al componente de energía		432	492
Servicio de interrumpibilidad (1)	<i>Consumidores no interrumpibles</i>	403	450
Operación del sistema	<i>Consumidores</i>	30	42

Fuente: CNE

(1) A partir de la temporada noviembre de 2012 se propone una retribución máxima por el servicio de interrumpibilidad de 450 M€.

A continuación, se analiza dicho impacto tanto para el consumidor no interrumpible, y específicamente para el consumidor acogido a Tarifa de Último Recurso, como para el consumidor interrumpible.

El consumidor de electricidad no interrumpible obtendría un incremento en el coste de energía del 2,7% por la consideración del coste de interrumpibilidad de grandes clientes, como un coste de servicio del sistema, a lo que habría que añadir los ajustes en peajes que les correspondan. En particular, el desplazamiento del coste del servicio de interrumpibilidad y la Operación del Sistema, actualmente en los peajes de acceso, hacia el coste de energía de los consumidores, se muestran en el cuadro inferior.

A efectos indicativos se incluye el impacto de un incremento anual en los peajes del 3% y del 4,9% (tasa anual constante de peajes en el escenario de que los peajes financien el coste extrapeninsular) de los consumidores no interrumpibles, y específicamente de los consumidores acogidos a TUR, así como de los consumidores interrumpibles

**Cuadro 24. Afectación de las medidas propuestas sobre los consumidores no interrumpibles
(incremento de los peajes del 3%)**

	Facturación electricidad 2012 (M€)	Facturación electricidad 2012 (€/MWh)	2012 (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre los consumidores no interrumpibles	27.711	130,09	824	3,0%
Demanda no interrumpible (GWh)	213.011			
1. Coste de energía	14.861	69,77	428	2,9%
Incremento por servicio de interrumpibilidad (1)			403	2,7%
Incremento por retribución del OS			26	0,2%
2. Peajes de acceso (2)	12.850	60,33	396	3,0%

Fuente: CNE

(1) Incremento del coste de la energía para clientes no interrumpibles

(2) En 2012, incremento del 3% desde el 1 de abril.

**Cuadro 25. Afectación de las medidas propuestas sobre los consumidores no interrumpibles
(incremento de los peajes del 4,9%)**

	Facturación electricidad 2012 (M€)	Facturación electricidad 2012 (€/MWh)	2012 (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre los consumidores no interrumpibles	27.711	130,09	1.060	3,8%
Demanda no interrumpible (GWh)	213.011			
1. Coste de energía	14.861	69,77	428	2,9%
Incremento por servicio de interrumpibilidad			403	2,7%
Incremento por retribución del OS			26	0,2%
2. Peajes de acceso	12.850	60,33	632	4,9%

Fuente: CNE

(1) Incremento del coste de la energía para clientes no interrumpibles

(2) En 2012, incremento del 4,9% desde el 1 de abril

Para el caso particular de los consumidores con derecho a TUR, el efecto de la aplicación de las medidas propuestas y un incremento de los peajes del 3% anual ascendería en términos de facturación anual a 349 M€ (193 M€ por el aumento de los peajes de acceso y 155 M€ por el aumento del coste de la energía). En el caso de un incremento de los peajes del 4,9%, el impacto ascendería a 472 M€.

Cuadro 26. Afectación de las medidas propuestas sobre los consumidores con derecho a TUR (incremento en los peajes 3%)

	Facturación electricidad 2012 (M€)	Facturación electricidad 2012 (€/MWh)	2012 (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre la factura de consumidor con derecho a TUR	12.230	163,01	349	2,9%
Demanda clientes con derecho a TUR (GWh)	75.024			
1. Coste de energía	5.793	77,21	155	2,7%
Incremento por servicio de interrumpibilidad			147	2,5%
Incremento por retribución del OS			9	0,2%
2. Peajes de acceso	6.437	85,79	193	3,0%

Fuente: CNE

Nota: Según la estructura de la demanda prevista para 2012, el componente de energía, acceso y margen comercial representan el 51%, 46% y el 3% de la factura de electricidad, excluidos impuestos.

Cuadro 27. Afectación de las medidas propuestas sobre los consumidores con derecho a TUR (incremento en los peajes 4,9%)

	Facturación electricidad 2012 (M€)	Facturación electricidad 2012 (€/MWh)	2012 (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre la factura de consumidor con derecho a TUR	12.230	163,01	472	3,9%
Demanda clientes con derecho a TUR (GWh)	75.024			
1. Coste de energía	5.793	77,21	155	2,7%
Incremento por servicio de interrumpibilidad			147	2,5%
Incremento por retribución del OS			9	0,2%
2. Peajes de acceso	6.437	85,79	316	4,9%

Fuente:

CNE

Nota: Según la estructura de la demanda prevista para 2012, el componente de energía, acceso y margen comercial representan el 51%, 46% y el 3% de la factura de electricidad, excluidos impuestos.

Por último, a los clientes interrumpibles se les reduciría el descuento de interrumpibilidad a partir de la nueva temporada (1 de noviembre de 2012), en términos anuales, respecto al escenario base de previsión. Adicionalmente se le añade el impacto del aumento de los peajes aplicados en términos globales a toda la demanda (3% -4,9% en el caso de que los peajes financien la compensación extrapeninsular).

Cuadro 28. Afectación de las medidas propuestas sobre consumidores interrumpibles (incremento de los peajes 3%)

	Facturación electricidad + interrumpibilidad anual (M€)	Facturación electricidad + interrumpibilidad anual (€/MWh)	Impacto Anual (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre el consumidor interrumpible (A) + (B)	1.759	48,46	150	8,5%
Demanda interrumpible (GWh)	36.308			
Factura eléctrica (A)	2.345	64,60	14	0,6%
Coste energía	2.011	55,39	4	0,0%
Coste de acceso	334	9,20	10	3,0%
Servicio de interrumpibilidad (B)	-586	- 16,14	136	23,2%

Fuente: CNE

El efecto del descuento de la interrumpibilidad se aplicaría a partir de la temporada 2012/2013

Cuadro 29. Afectación de las medidas propuestas sobre consumidores interrumpibles (incremento de los peajes 4,9%)

	Facturación electricidad + interrumpibilidad anual (M€)	Facturación electricidad + interrumpibilidad anual (€/MWh)	Impacto Anual (M€)	Impacto sobre el precio de los consumidores (%)
Impacto sobre el consumidor interrumpible (A) + (B)	1.759	48,46	156	8,9%
Demanda interrumpible (GWh)	36.308			
Factura eléctrica (A)	2.345	64,60	20	0,9%
Coste energía	2.011	55,39	4	0,0%
Coste de acceso	334	9,20	16	4,9%
Servicio de interrumpibilidad (B)	-586	- 16,14	136	23,2%

Fuente: CNE

El efecto del descuento de la interrumpibilidad se aplicaría a partir de la temporada 2012/2013

A efectos informativos en el Anexo 6 se recoge información de resultados y ratios de las principales empresas eléctricas y gasistas desde 2008 a 2010.

III. MEDIDAS CON IMPACTO ECONÓMICO A MEDIO PLAZO Y MEJORAS DE EFICIENCIA APLICACIÓN DE UNA METODOLOGÍA TARIFARIA

- 1 ESTABLECER LA FUNCIÓN DE LA CNE SOBRE METODOLOGÍA INTEGRAL PARA ESTABLECER PEAJES DE ACCESO Y RETRIBUCIÓN DE ACTIVIDADES REGULADAS. TRATAMIENTO DE LOS IMPUESTOS Y REGULACIONES TERRITORIALES.³⁸ TIPO DE ACTUACIÓN. NORMA DE RANGO DE LEY O REAL DECRETO, SEGÚN ALCANCE DE LA METODOLOGÍA.

Tal y como establece la Directiva 2009/72/CE, todavía no transpuesta en España, la CNE debería establecer los peajes de acceso o al menos las metodologías que sirven para su cálculo.

³⁸ Informe 18/2011; Informe 39/2011.

Los peajes deben ser el resultado de la aplicación directa de una metodología asignativa de costes. Además, deben ser suficientes y cubrir de forma aditiva todos los costes de acceso que sean asignados. La CNE debería establecer la metodología para asignar todos y cada uno de los costes de acceso de forma suficiente y aditiva. Actualmente dichos peajes no son suficientes, por lo que la tarea previa y fundamental a una asignación de costes consiste en revisar y definir cuáles son los costes de acceso que debe pagar el consumidor eléctrico y cuáles deben ser financiados externamente a los peajes de acceso, para cuanto antes trasladar a los peajes de acceso de los consumidores eléctricos los costes a las redes de transporte y distribución. Adicionalmente hay que añadir las otras partidas de costes asignadas (actualmente el 60% de estos costes no son costes directos de las redes).

Además la estructura de peajes (incluyendo la aplicación de calendarios) debe ser establecida de forma global. Esto es, la determinación de peajes para recarga de vehículos eléctricos, balance neto, etc deben ser fijados conjuntamente con el resto de peajes, debido a que su determinación unilateral puede suponer si no recogen los costes necesarios, una falta de ingresos para el sistema y provocar subvenciones cruzadas entre consumidores y actividades.

Por último, la metodología para establecer peajes de acceso debe incluir la determinación de suplementos territoriales en el caso de normas de carácter autonómico o local que dieran lugar a un sobrecoste respecto a lo establecido por la normativa nacional.

En consecuencia, se considera fundamental asignar a la CNE la función de establecer una metodología integral, objetiva y transparente para el establecimiento de peajes de acceso a las redes que integre tanto la metodología de cálculo de la retribución de cada una de las actividades reguladas, como la asignación de cada componente de coste a los peajes de acceso, de forma que no existan subvenciones cruzadas ni entre actividades ni entre usuarios, proporcionando señales de precios que induzcan comportamientos eficientes en costes y en el consumo.

Al respecto cabe señalar que en la mayoría³⁹ de los países del entorno europeo (con la excepción de Croacia, Francia, Grecia y España) el organismo regulador es el encargado bien de aprobar las tarifas que aplican las empresas transportistas y distribuidoras bien de establecer tanto la retribución como los peajes de aplicación.

2 TRANSITORIAMENTE EN TANTO NO SE CORRIJA EL DÉFICIT TARIFARIO: REVISAR LOS PEAJES EN FUNCIÓN DE LOS DESAJUSTES. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

Se considera que cuanto antes debe establecerse claramente la revisión y definición de los costes que deben ser financiados por el consumidor eléctrico con cargo a sus peajes de acceso, con el objeto de que con las revisiones de sus peajes, tal y como señala el RD 1202/2010, se alcance cuanto antes la suficiencia, se elimine el déficit estructural del sistema, y se proporcione una señal estable de precios regulados a los consumidores. Para ello es relevante que los costes a asignar para fijar peajes incluyan las mejores previsiones posibles y que estas sean tenidas en cuenta en las revisiones de peajes, que el OS sea responsable directa y explícitamente de aportar la previsión de la demanda para determinar los peajes y que no se introduzcan cambios en la financiación de costes que perjudiquen al consumidor (caso de la minoración de la financiación de la compensación extrapeninsular con cargo a PGE en 2010 y en 2011).

³⁹ Véase http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Customers/Tab1/E10-CEM-34-03_price%20regulation_8-Sept-2010.pdf

3 ESTABLECER PEAJES DE ACCESO INDEPENDIEMENTE DE LAS VARIACIONES DE LOS COSTES DE ENERGÍA DE LA TUR.⁴⁰ TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

Tal y como indican la Sentencia del Tribunal Supremo de 18 de octubre de 2011 y dos Autos de la Sala de lo Contencioso-Administrativo del Tribunal Supremo de 20 de diciembre de 2011, los peajes, y en particular, los peajes de los clientes de la TUR, no deben ajustar las variaciones en el coste de la energía, fijado como resultado de un mecanismo de mercado (subasta CESUR) que es supervisado por la CNE.

4 SUPLEMENTOS TERRITORIALES. Tipo de actuación: norma con rango de Ley.

Se propone que los valores de los peajes de acceso a las redes contemplen los suplementos territoriales que corresponda como consecuencia de normas o tributos no uniformes en todo el territorio nacional, exceptuando los sobrecostes que pudiera generar la aplicación de la tasa de utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local, en los términos en que la misma se regula por el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales, aprobado por el Real Decreto Legislativo 2/2004, de 5 de marzo.

5 PEAJES DE GENERACIÓN

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, contempla diversas modificaciones de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, recogiendo un conjunto de medidas entre las que se encuentra la obligación de las instalaciones de generación de satisfacer un peaje por el uso de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. El mencionado Real Decreto-ley justifica la medida como necesaria en el contexto actual de crisis y deficiencia tarifaria, donde todos los agentes deben contribuir mediante el pago de peajes a los costes imputables a las inversiones que requieren. En Real Decreto-ley fija, en tanto no se desarrollen reglamentariamente los peajes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, los transportistas y distribuidores, un peaje de acceso de 0,5 EUR/ MWh tomando como referencia el marco establecido al respecto por la normativa vigente de la Unión Europea.

En concreto, este precio replica el valor establecido como máximo en el Reglamento (UE) nº 838/2010 de la Comisión de 23 de septiembre de 2010 sobre la fijación de directrices relativas al mecanismo de compensación entre gestores de redes de transporte y a un planteamiento normativo común de la tarificación del transporte. Dicho Reglamento establece que las tarifas de transporte medias anuales pagadas por los productores en cada Estado miembro estarán dentro de los siguientes valores límite:

“El valor de las tarifas de transporte medias anuales pagadas por los productores se situará entre los 0 y los 0,5 EUR/MWh, excepto en el caso de las tarifas aplicadas en Dinamarca, Suecia, Finlandia, Rumanía, Irlanda, Gran Bretaña e Irlanda del Norte.

El valor de las tarifas de transporte medias anuales pagadas por los productores en Dinamarca, Suecia y Finlandia se situará entre los 0 y los 1,2 EUR/MWh.

Las tarifas de transporte medias anuales pagadas por los productores en Irlanda, Gran Bretaña e Irlanda del Norte se situarán entre los 0 y los 2,5 EUR/MWh, y en Rumanía se situarán entre los 0 y los 2,0 EUR/MWh.”

⁴⁰ Informe 29/2011 y 39/2011.

Según el propio Reglamento, el objetivo de la introducción de estos límites es conseguir que las variaciones de las tarifas aplicadas a los productores de electricidad por el acceso a las redes de transporte no dificulten la consecución del mercado interior. De esta forma, establece una serie de límites a estas tarifas con el fin de “contribuir a garantizar los beneficios de la armonización”.

Según esto, dado que España no se encuentra entre los Estados miembros que cuentan con una excepción, le resultaría de aplicación el valor máximo de 0,5 €/MWh que ya se está aplicando en la actualidad. Por ello, la aplicación de un valor superior precisaría de una modificación de este Reglamento, que fue aprobado mediante Comitología por los Estados miembros.

Las redes son utilizadas por la generación y por el consumo, por lo que los costes de las redes de transporte y de distribución deberían ser financiados por estos dos colectivos a partir de una metodología asignativa global de costes. Evidentemente, el referido Reglamento constituye un obstáculo para la asignación eficiente de los costes de las redes a los generadores, que además no contempla la posibilidad de su actualización anual, al igual que ocurre con las tarifas de acceso que soportan los consumidores.

Adicionalmente, la estructura elegida para el peaje de generación (únicamente con una parte variable), resulta totalmente ineficiente, dado que los costes de la red son fundamentalmente costes fijos, de inversión y de personal. Con la estructura actual los peajes de generación son incorporados en las ofertas al mercado, y por tanto, son trasladados íntegramente al consumidor de electricidad.

En cualquier caso, el establecimiento de los peajes de generación debería ser establecido de acuerdo con la metodología de tarifas de la CNE, con el fin de que reflejasen los costes que resulten imputables a los generadores.

III.2 OTRAS MEDIDAS SOBRE ACTIVIDADES Y COSTE REGULADOS

1 TRANSPORTE

1.1 REVISIONES DEL SISTEMA RETRIBUTIVO

1.1.1 REVISIÓN DE LOS COSTES UNITARIOS DE TRANSPORTE Y REVISIÓN DE ESTÁNDARES Y PARÁMETROS DE ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS PARA EL TRANSPORTE A TRAVÉS DE LA CONTABILIDAD REGULATORIA DE COSTES. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL

Esta medida consiste en el establecimiento con carácter previo de los criterios básicos para obtener los costes reales auditados a partir del contenido mínimo de la documentación a preparar por la empresa, incluyendo los criterios de imputación y desglose de los costes reales. Asimismo, se debe establecer en la normativa vigente los procedimientos de revisión a seguir por parte del auditor. De esta forma, la CNE podrá determinar los procedimientos de revisión a fin de que la empresa y el auditor no pacten otros criterios distintos.

En la actualidad se está procediendo a la revisión de los costes unitarios de inversión de las instalaciones de transporte sobre la base de la información disponible, esto es, las auditorías de costes de las instalaciones puestas en servicio en 2008 y 2009, que en todo caso, corresponden a procedimientos acordados. A mediados de 2012 se dispondrá también de la auditoría de costes de las instalaciones puestas en servicio en 2010, también como procedimiento acordado.

Con esta medida se pretende evitar los referidos procedimientos acordados para determinar los nuevos costes de inversión y de operación y mantenimiento, que afectarían a las instalaciones puestas en servicio durante el periodo regulatorio 2012 a 2015, ambos inclusive.

1.1.2 AMORTIZACIÓN DE LOS ACTIVOS, RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO Y ELIMINACIÓN EN LA RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE DE LOS ACTIVOS DADOS DE BAJA DE LAS INSTALACIONES ANTERIORES AL 1 DE ENERO DE 1998 .⁴¹ TIPO DE ACTUACIÓN: MODIFICACIÓN RD 2819/2008

La CNE dispone de la información del inventario de los activos de transporte que intervenían en las compensaciones de mercado a fecha 31 de diciembre de 1997 (Marco Legal y Estable), así como de su coste económico (retribución reconocida). Sin embargo, no se dispone de la información económica desglosada respecto a las instalaciones que, a esa fecha, eran propiedad de REE, dado que la retribución de REE se fijaba hasta 1997 mediante una cuota con destino específico, sin que existiese una asignación individualizada por activos.

Conforme se ha señalado en las medidas a corto plazo, se propone amortizar los activos anteriores al 1 de enero de 1998 y retribuir su valor neto una vez se disponga de la citada información económica.

Adicionalmente se propone

la eliminación en la retribución del transporte de los activos dados de baja. Debido a la carencia descrita, no se ha podido evaluar el impacto económico de dicha medida.

Durante 2012 se van a realizar los trabajos necesarios encaminados a asignar a las instalaciones que eran propiedad de REE a fecha 31 de diciembre de 1997 la retribución que entonces disfrutaba dicha empresa. Dado que se dispone de la información relativa a los activos dados de baja desde 1998, se propone detracer de la actual retribución la parte correspondiente a dichos activos dado de baja. Estos trabajos se completarían con la medida propuesta de corto plazo relativa a considerar la amortización y la retribución del valor neto.

1.1.3 TASA DE RETRIBUCIÓN PARA NUEVOS ACTIVOS EN BASE A UN WACC

Como se ha señalado anteriormente, se propone establecer la tasa de retribución para los nuevos activos en base al coste medio ponderado de los fondos propios y ajenos (WACC) para esta actividad.⁴² Este criterio es el habitualmente seguido por los reguladores en la mayoría de los países de nuestro entorno.

1.1.4 REVISIÓN DE LOS “COEV” DE INSTALACIONES ANTERIORES A 2008

El Real Decreto 325/2008 contempla que las instalaciones que agoten su vida económica regulatoria (típicamente 40 años) y continúen en operación, reciban en concepto de extensión de la vida útil (COEV), además de los costes de operación y mantenimiento, el 50% de la suma de la amortización y la retribución financiera del último ejercicio, actualizada con una tasa de actualización (TA).

⁴¹ Informe 39/2010.

⁴² Ver “Consulta pública para la revisión de la metodología de estimación del coste del capital para actividades reguladas en el sector energético. Revisión final de la propuesta CNE”, publicado en la página web de la CNE.

Dicha medida regulatoria se valora positivamente ya que viene a evitar el *achatarramiento* innecesario de las instalaciones, dado que en muchos casos la *vida económica* no coincide con la *vida física* de las mismas. Sin embargo, como ya señaló esta Comisión con motivo del preceptivo informe sobre el proyecto de Real Decreto 325/2008, dicho coste de extensión de vida útil debería referenciarse a los costes de operación y mantenimiento y no a los costes de inversión. Así, al igual a lo contemplado en el informe al referido Real Decreto, se propone incrementar, en el porcentaje que se considere adecuado, los costes de operación y mantenimiento asignados a tales instalaciones con el fin de considerar todos los costes en que se incurra, incluidas las de naturaleza recurrente.

Es preciso señalar, que dado que los activos anteriores a 2008 son retribuidos actualmente en base a una bolsa retributiva, y no mediante una asignación individualizada a cada activo, dichos COEV no están siendo de aplicación en la actualidad, y por lo tanto por puede ser calculado el impacto económico de la medida. Sin embargo, dado que, como se ha propuesto anteriormente, se pretende proceder a la asignación retributiva individualizada de los activos anteriores a 2008, a partir de 2013 podría ser de aplicación la misma.

2 DISTRIBUCIÓN

2.1 REVISIONES DEL SISTEMA RETRIBUTIVO

2.1.1 MEJORA DE LA METODOLOGÍA DE RETRIBUCIÓN EN EL SIGUIENTE PERIODO REGULATORIO, TENIENDO EN CUENTA LA AMORTIZACIÓN DE ACTIVOS Y LA RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO. ESTABLECIMIENTO DE OBJETIVOS DE INVERSIÓN SOBRE LA BASE DEL MODELO DE RED DE REFERENCIA, PLANES ANUALES DE INVERSIÓN APROBADOS POR LAS CC.AA., INFORME VINCULANTE DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DEL ESTADO Y REVISIÓN DE LAS INVERSIONES FINALMENTE EJECUTADAS

Una vez examinado el nivel retributivo asignado a las empresas distribuidoras de electricidad por aplicación del Real Decreto 222/2008, se ha comprobado que la metodología establecida en el referido Real Decreto no explicita la posibilidad de deducir los importes ya amortizados de las instalaciones pre-existentes consideradas en la retribución base.

Adicionalmente se ha verificado a través de la Información Regulatoria de Costes disponible que las actividades con retribución propia, es decir, aquellas que se vienen a financiar no a través de las tarifas de acceso sino a través de los ingresos obtenidos por aplicación de precios regulados (ingresos por acometidas, por contratos de acceso, por alquiler de equipos de medida, etc), en los últimos años del periodo regulatorio, presentan un saldo positivo, esto es, los ingresos superan a los costes incurridos.

En base a lo anterior, se propone una revisión del Real Decreto 222/2008 que pueda mitigar lo anteriormente señalado.

La referida revisión, debería contemplar al menos los siguientes aspectos, aplicables al periodo regulatorio 2013-2016:

1. Sobre el establecimiento de la retribución base (R_0):

- 1.a. Incorporación del concepto Base Regulatoria de Activos (BRA), como concepto a retribuir por su valor neto, con una tasa de retribución aplicable a la misma y una amortización anual de los activos. Para el cálculo de la base regulatoria de activos se utilizará criterios de eficiencia y como herramienta de apoyo el MRR.
 - 1.b. Incorporación de un requerimiento de eficiencia a los costes de operación y mantenimiento.
 - 1.c. Incorporación de un requerimiento de eficiencia a los otros costes de distribución.
2. Sobre los planes de inversión y los costes de inversión correspondientes a considerar en el periodo regulatorio:
 - 2.a. Mantenimiento de la estructura actual en cuanto al proceso de planificación. Las empresas proponen a la CNE los incrementos de demanda a satisfacer por las nuevas inversiones, debidamente acreditados.
 - 2.b. Con carácter previo a la aprobación por parte de las CCAA de tales planes de inversión, se debería emitir un informe por parte las autoridades regulatorias (Ministerio y CNE) que venga a determinar el volumen de inversión de cada empresa que provisionalmente va a ser reconocido por el Sistema, sobre la base del modelo de red de referencia.
 - 2.c. Una vez disponga la CCAA de la planificación concreta de la empresa (a) y del importe que el Sistema va a reconocer (b), la CCAA debería aprobar, si así lo estima oportuno, los correspondientes planes de inversión y los convenios necesarios para los importes no contemplados por el Sistema, si estos últimos fuesen necesarios.
3. Sobre la actualización anual de la retribución de la actividad de distribución:
 - 3.a. Modificación de la fórmula de actualización de modo que permita detraer los importes ya amortizados de la Base Regulatoria de Activos (BRA) considerados en la Retribución Base.
 - 3.b. Incorporación de las nuevas inversiones a la BRA y modificación de la fórmula de actualización de modo que permita detraer los importes ya amortizados de los nuevos activos incorporados cada ejercicio (amortización de las inversiones posteriores a la base).
 - 3.c. Incorporación de un requerimiento de eficiencia a los costes de operación y mantenimiento reconocidos, considerado para el establecimiento del mismo el coste marginal.
 - 3.d. Incorporación de un requerimiento de eficiencia a los otros costes de distribución, considerando para el establecimiento del mismo el coste marginal.
4. En base a lo anterior, deberá ser posible establecer para las empresas distribuidoras un escenario ex ante que incluya la retribución base y las actualizaciones previstas de la misma en todo el periodo regulatorio. Con ello, se configuraría, tanto a nivel de actividad como a nivel de empresa, a lo largo del periodo regulatorio, la senda de costes para el Sistema que supone la actividad y se daría a las empresas una señal estable sobre el volumen de inversiones requeridas durante el periodo regulatorio.
5. Establecimiento de unos umbrales a partir de los cuales, se podría llevar a cabo una revisión de la retribución asignada anualmente. Dichos umbrales deberían estar basados en las variables de contorno bajo las que han sido realizados los cálculos para la fijación de la retribución de la actividad de distribución (tipo de interés, IPC, IPRI, incremento de demanda, etc).

6. Comprobación anual de las inversiones realmente ejecutadas por las empresas distribuidoras y, corrección a la baja, en su caso, dentro de unos márgenes prefijados, de la retribución inicialmente asignada.

A este respecto, se deberán establecer, con carácter previo, los criterios básicos para obtener los costes reales auditados a partir del contenido mínimo de la documentación a preparar por la empresa distribuidora, incluyendo los criterios de imputación y desglose de tales costes reales. Adicionalmente, se deberán establecer los procedimientos de revisión a seguir por parte del auditor, con el objeto de que la empresa y el auditor no pacten otros criterios distintos.

2.1.2 REVISIÓN DE LA RETRIBUCIÓN DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS CON MENOS DE 100.000 CLIENTES CONECTADOS A SUS REDES DURANTE EL PERIODO 2013-2016. MEDIDA APLICADA DESDE 2013. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL

En la actualidad, la retribución de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes obedece a un cálculo basado en dos procedimientos:

- a) En base al margen que obtenían dichas empresas por la diferencia entre el precio de compra de la energía a tarifa D a la empresa distribuidora de “aguas arriba” y el precio de venta a sus clientes.
- b) En base al inventario de instalaciones de cada empresa, valorado a unos costes unitarios de inversión y operación y mantenimiento fijados por la CNE.

De las dos opciones descritas, la retribución que finalmente se asigna a cada empresa es la mayor de ambas.

La medida que se propone adoptar en 2013 es calcular la retribución de estas empresas distribuidoras únicamente en base al inventario de instalaciones de las mismas, tal y como se establece en el Real Decreto 222/2008. El impacto económico de esta medida ascendería como máximo a 75 M€.

No obstante, dado que para algunas empresas de este colectivo dicha medida podría poner en riesgo el desarrollo de la actividad por parte de las mismas, y por ende el suministro a los consumidores, se propone que, para tales empresas, dicha modificación metodológica se lleve a cabo de forma progresiva durante el periodo regulatorio 2013-2016, exigiéndose a las mismas la presentación ante las autoridades reguladoras (Ministerio y CNE) de un Plan de viabilidad del negocio, en el que se plasme la senda de reducción de costes prevista.

2.1.3 INTRODUCCIÓN DE PENALIZACIONES SOBRE LA LECTURA Y FACTURACIÓN DE PEAJES DE ACCESO.⁴³ TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO.

Desde el 1 de julio de 2009 existe una liberalización completa del mercado minorista, pasándose de comercializar la energía eléctrica a este segmento de consumidores desde los distribuidores a los comercializadores (incluidos los de último recurso).

⁴³ Informe 39/2010.

En este punto se han detectado desajustes entre la energía consumida y la facturada en concepto de tarifa de acceso, por lo que la CNE abrió un expediente informativo, aún sin concluir. No obstante, una de las conclusiones que se pueden avanzar es que actualmente los distribuidores carecen de incentivos reales para realizar, en plazo, la medida de energía consumida y la facturación de la correspondiente tarifa de acceso, dado que su retribución dejó de estar indexada a estos conceptos.

Para tratar de eliminar este problema, la CNE en su informe sobre el “Proyecto de real decreto por el que se determina el procedimiento para realizar la lectura y facturación del consumidores con derecho a quedar acogidos a las tarifa de último recurso”, de 9 de febrero de 2012, propuso la conveniencia de introducir una penalización a los distribuidores que, como encargados de la lectura, no cumplan los plazos de lectura y facturación establecidos en dicha Propuesta de Real Decreto y en el resto de la normativa. En este sentido se proponía una modificación del Real Decreto 222/2008, para introducir una penalización como un porcentaje de la retribución de la gestión comercial realizada por las empresas distribuidoras. Por otra parte la CNE está tramitando un expediente informativo sobre las incoherencias en las medidas y en la facturación observadas desde el 1 de julio de 2009. Como resultado de dicho expediente , la CNE podrá remitir en breve plazo al Ministerio una propuesta concreta de dicho mecanismo.

2.1.4 REVISIÓN DE LOS INCENTIVOS A LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS Y A LA MEJORA DE LA CALIDAD DE SERVICIO

La retribución actual asignada a cada una de las empresas distribuidoras debe permitir a las mismas alcanzar los umbrales mínimos exigidos normativamente tanto en relación con el cumplimiento de la calidad de servicio como con las pérdidas estándares.

A lo largo del 2012 la CNE va a realizar una propuesta de reformulación de los citados incentivos. Dicha propuesta podrá ir enfocada a diseñar tales incentivos de forma que se contemplen penalizaciones a las empresas que no cumplan con los umbrales mínimos exigidos normativamente, sin perjuicio de que se puedan establecer incentivos para la mejora de los niveles por encima de los fijados como objetivo.

2.2 OTRAS REVISIONES

2.2.1 APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE OPERACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN (PODs)

El Consejo de la CNE, en su sesión del día 23 de julio de 2009, aprobó y remitió al Ministerio, la “Propuesta de procedimientos de operación básicos de las redes de distribución de energía eléctrica”, ello con el objeto dar cumplimiento a lo establecido en la disposición transitoria quinta del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero. En la actualidad se encuentran en fase de información por parte de esta Comisión los tres primeros PODs.

Mediante los citados PODs se persigue la regulación de aspectos básicos en el área de la distribución de energía eléctrica que a día de hoy carecen de norma al respecto. De los mismos se derivará un marco regulatorio que complementa a la regulación ya existente y que aúne los criterios de transparencia y no discriminación, al tiempo que proporcione unas reglas de juego comunes para todos los agentes implicados de una u otra manera en la actividad de distribución

de energía eléctrica. Por ende, se espera que la aplicación de los mismos asegure la optimización de las decisiones de desarrollo de La actividad de distribución abogando por las soluciones de mayor eficiencia técnico-económica para el conjunto del Sistema, cuestión básica en un sector regulado.

La operación de las redes de distribución deberá tener en cuenta el futuro escenario de la integración de redes inteligentes y las mejoras tanto en la planificación como en la inversión en redes.

2.2.2 DISMINUCIÓN DE LOS COSTES DE GESTIÓN COMERCIAL COMO CONSECUENCIA DEL PLAN DE SUSTITUCIÓN DE EQUIPOS DE MEDIDA

La disposición adicional primera de la Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008, estableció los plazos que las empresas distribuidoras debían cumplir para la sustitución de los equipos de medida en suministros de energía eléctrica con una potencia contratada de hasta 15 kW por unos nuevos equipos que permitan la discriminación horaria y la telegestión, estableciendo que para el 31 de diciembre de 2018 todos los equipos de medida destinados a este colectivo de consumidores deberían haber sido sustituidos. Dichos plazos han sido modificados en la Orden IET/290/2012, de 16 de febrero, si bien únicamente han variado los plazos intermedios, manteniéndose como fecha límite para la sustitución el 31 de diciembre de 2018.

A medida que el sistema de telemedida y telegestión esté funcionando, las empresas distribuidoras obtendrán una reducción de costes operativos; por un lado, al no tener que mantener el sistema de adquisición de medidas manual –mediante rutas de lectura–, y por otro, con la reducción de costes de gestión comercial derivada de las funcionalidades exigidas a los nuevos equipos de medida y al sistema de telegestión, que harán innecesaria la actuación en campo para muchas de las actuales actuaciones de las empresas distribuidoras (aumentos o disminuciones de potencia, modificación de calendarios y discriminación horaria, cortes y reenganches por impago, etc.). Por lo tanto, en la medida en que se vaya cumpliendo el plan de sustitución de contadores y la telegestión asociada al mismo, se deberá ir reduciendo los costes de gestión comercial de las empresas distribuidoras.

3 RÉGIMEN ESPECIAL

3.1 ADAPTACIÓN DEL CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS DE LA DIRECTIVA, PER Y APLICACIÓN DE MECANISMOS COMPETITIVOS, PRIMAS Y AUTOCONSUMO. TIPO DE ACTUACIÓN: LEY

3.1.1 Descripción de la situación actual

En la actualidad, España cuenta con un marco normativo de apoyo a las energías renovables y la cogeneración, que está basado en el concepto de producción en régimen especial determinado por la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico. La regulación vigente abarca tres aspectos diferenciados: a) la regulación jurídica y económica, b) la regulación del acceso y la conexión y c) la regulación de las garantías de origen y el etiquetado de la electricidad.

Durante los años transcurridos desde la liberalización, se han adoptado dos planes específicos de fomento de las energías renovables (Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010 y Plan de Energías Renovables 2005-2010, que no era sino una revisión del PFER 2000-2010) con el fin de cumplir el objetivo indicativo previsto en la Ley del Sector Eléctrico, consistente en

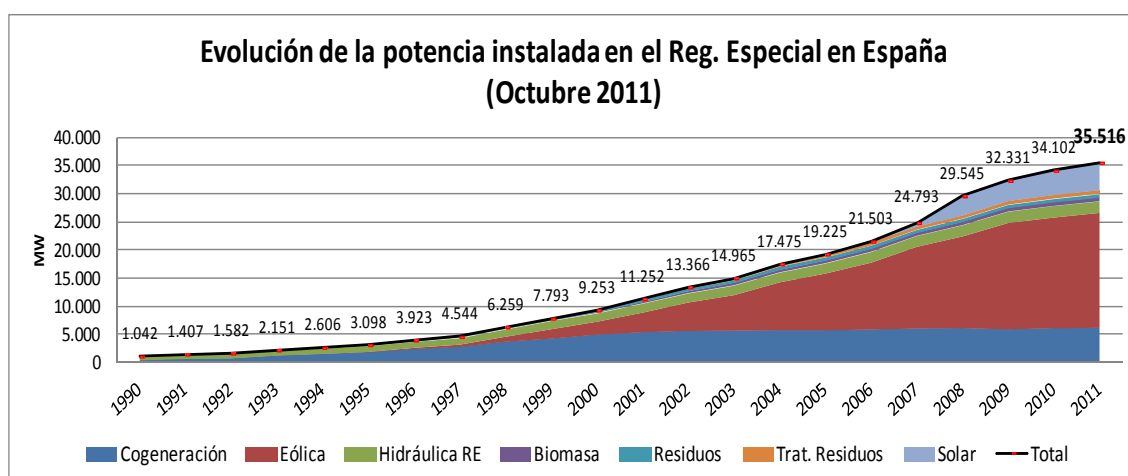
alcanzar una penetración del 12% de estas energías en la matriz de energía primaria de 2010, lo que significaba alcanzar un 30% en el sector eléctrico.

La Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, fijó para España el nuevo objetivo vinculante de conseguir que un 20% del consumo final bruto de energía proceda de fuentes renovables y que un 10% de la energía consumida en el transporte provenga de fuentes renovables en 2020. Para ello, la citada Directiva establece que los Estados Miembros deben elaborar un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020. En julio de 2010, nuestro país remitió a la Comisión Europea el PANER de España 2011-2020. Además, cabe indicar que la citada Directiva establece la necesidad de realizar un seguimiento bianual de los planes de los Estados Miembros para que en 2020 se consiga el objetivo alcanzar, con renovables, el 20% del consumo de energía final.

Adicionalmente y como parte de la planificación energética el 11 de noviembre de 2011 fue aprobado un nuevo Plan de Energías Renovables para su aplicación al periodo 2011-2020 (PER 2011-2020), en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. Este Plan incluye elementos esenciales del PANER, así como análisis adicionales no contemplados en el mismo. El PER 2011-2020 propone alcanzar el 20,8% en términos de energía final (lo que aproximadamente corresponde a un 38,1% en el sector eléctrico), con lo que se sobrepasa el objetivo vinculante de la Directiva.

En España se han instalado entre 1998 y octubre de 2011 unos 31.000 MW de nueva potencia renovable o de cogeneración. En el desarrollo de las energías renovables durante la última década han confluído una serie de factores clave, como son una I+D+i tecnológica (especialmente en energía eólica, solar termoelectrica y biocarburantes), un sector industrial que ha apostado por estas nuevas tecnologías y una regulación, que ha incentivado el alcance de los objetivos previstos. En el sector eléctrico se ha contado con una regulación técnica en relación al acceso y a la operación del sistema, y una regulación económica que han sido consideradas efectiva y eficiente, al menos con información hasta 2007⁴⁴, según ha declarado la Comisión de la UE.

Gráfico 19. Evolución de la potencia instalada en el régimen especial (1990-octubre 2011)



⁴⁴ Commission Staff Working Document. "The support of electricity from renewable energy sources". Bruselas, 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final).

Sin embargo, también han existido desajustes que conviene analizar para evitar que se repitan. Aparte de existencia de tecnologías en las que no se han conseguido los objetivos de 2010 (como puede ser la cogeneración, biomasa o minihidráulica), en otras ocasiones se han sobrepasado fuertemente dichos objetivos (como en los casos de la fotovoltaica y solar termoeléctrica), cuya retribución económica ha supuesto unos sobrecostes para el sistema muy elevados que deben trasladarse al consumidor de electricidad en la tarifa de acceso.

Por otra parte, existe un nuevo objetivo muy ambicioso para el año 2020, tanto en el sector eléctrico como en el sector de biocarburantes, lo que plantea un incremento de los costes asociados.

En este contexto, la aprobación el pasado mes de enero del Real Decreto-ley 1/2012, el cual supone la suspensión temporal de incentivos económicos a la producción de instalaciones en régimen especial que no hubieran sido ya objeto de preasignación, obliga a replantear cómo alcanzar los objetivos de 2020, cuánta potencia adicional de energías renovables y cogeneración sería necesaria para lograrlo y qué parte de dicha potencia estaría sujeta a retribución primada. En la tabla que sigue, se muestran los valores a 2020 si se asumiese que la actual suspensión temporal pudiera devenir indefinida; más adelante se muestran otros posibles escenarios que recogerían, en mayor o menor medida, las proyecciones incluidas en el PER.

Cuadro 30. Previsión de la prima equivalente (cierre 2011 y previsión 2012 y 2020)

TECNOLOGIA	Año 2011			Año 2012			Año 2020		
	Potencia a 31/12/2011 (MW)	Energía liquidada 2011 (GWH)	Prima equivalente total 2011 (millones de €)	Potencia a 31/12/2012 (MW)	Energía liquidada 2012 (GWH)	Prima equivalente total 2012 (millones de €)	Potencia a 31/12/2020 (MW)	Energía liquidada 2020 (GWH)	Prima equivalente total 2020 (millones de €)
TOTAL COGENERACIÓN	6.182	24.907	1.352	6.254	25.488	1.232	6.254	25.488	1.236
TOTAL SOLAR FV	4.188	6.180	2.405	4.296	6.703	2.610	4.405	7.489	3.144
TOTAL SOLAR TE	856	1.640	394	1.551	2.326	553	2.521	8.876	2.784
TOTAL EÓLICA TERRESTRE	20.658	43.541	1.800	22.664	47.160	1.937	24.188	49.490	1.243
EOLICA MARINA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HIDRÁULICA	2.045	5.980	234	2.064	6.090	213	2.064	6.090	169
BIOMASA	752	3.681	271	779	3.898	264	779	3.898	249
RESIDUOS	572	3.053	93	576	3.089	94	576	3.089	110
TRAT.RESIDUOS	658	4.417	328	658	4.437	320	0	0	0
GEOTERMICA	0	0	0	0	0	0	0	0	0
MAREOMOTRIZ, OLEAJE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	35.913	93.399	6.876	38.842	99.191	7.221	40.787	104.420	8.933

Fuente: CNE

De hecho, para cumplir los objetivos inicialmente previstos para 2020 en el PER sería necesario incrementar la potencia instalada en 2020 en al menos otros 20.000 MW de energías renovables y de cogeneración, lo que supondría ese año, de tratarse de energía primada y considerando la evolución de los costes de las tecnologías y la del precio del mercado del Plan de Energías Renovables (se parte de un precio del mercado en 2012 de 54 €/MWh y se sigue la evolución del precio que marca el PFER hasta alcanzar 73 €/MWh en precios corrientes), una prima equivalente superior a 10.000 M€.

Debido al elevado coste que supone la retribución de la prima equivalente del régimen especial, la dificultad de su financiación con cargo a las tarifas de acceso (teniendo en cuenta el desequilibrio económico actual del sistema eléctrico), así como la necesaria revisión de los incentivos de eficiencia de la actual regulación, procede revisar la regulación existente, para poder alcanzar los objetivos previstos en el recientemente aprobado Plan de Energías Renovables, minimizando los costes asociados. Asimismo, cabe la posibilidad de contemplar otras nuevas fuentes de

financiación de la prima equivalente adicionales a la vigente (exclusivamente basada en la tarifa de acceso de electricidad).

3.1.2. Modulación del ritmo de penetración inicialmente previsto en el PER

La CNE comparte algunos de los argumentos aducidos en la exposición de motivos del RD-ley 1/2012, en el sentido de que, a la vista del estancamiento observado en el crecimiento de la demanda y la coyuntura de sobrecapacidad de potencia instalada que tiene el sistema eléctrico, se considera que existe cierto margen en el corto y medio plazo para decalar la entrada en funcionamiento de nuevas instalaciones sin poner en riesgo la consecución de los objetivos a alcanzar 2020. En otras palabras, se considera que cabría retrasar hacia los últimos años del período considerado la instalación de parte de la nueva potencia, para la que el Plan prevé una entrada en funcionamiento uniforme a lo largo del tiempo.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto se han considerado hasta cuatro escenarios en la evolución de la penetración del régimen especial:

- Un primer escenario ('suspensión indefinida') o escenario base, supondría el mantenimiento indefinido de la suspensión actual; entraría en funcionamiento solamente lo ya comprometido en registro de preasignación, de acuerdo, en su caso, con las sucesivas fases de implantación acordadas. De ahí en adelante no se instalaría potencia adicional primada.
- Un segundo escenario ('PER 2017-2020') coincidiría con el anterior hasta 2016, para a partir de 2017, y hasta 2020, instalar la potencia inicialmente prevista en el PER de forma acelerada, 'recuperando el tiempo perdido'.
- Un tercer escenario ('PER menor demanda') se diferenciaría del anterior en que la potencia a instalar se escalaría de acuerdo con una previsión de demanda en 2020 inferior a la contemplada en el PER, de acuerdo con las últimas estimaciones disponibles a raíz de la contracción de la misma por la actual coyuntura económica.
- Un cuarto escenario ('PER menor demanda con eólica'), el que se ha mantenido el índice de cobertura renovable previsto en el escenario anterior, pero atribuyendo toda la potencia adicional necesaria a partir de 2017 a la tecnología más económica, que resulta ser la eólica terrestre, la cual en ese período se estima apenas requiera mecanismo de apoyo alguno.

En los gráficos siguientes se muestra una comparación de estos escenarios, tanto en términos de prima equivalente, como de porcentaje de cobertura con fuentes de energía renovables sobre demanda en barras de central:

Gráfico 20. Evolución del importe de la prima equivalente

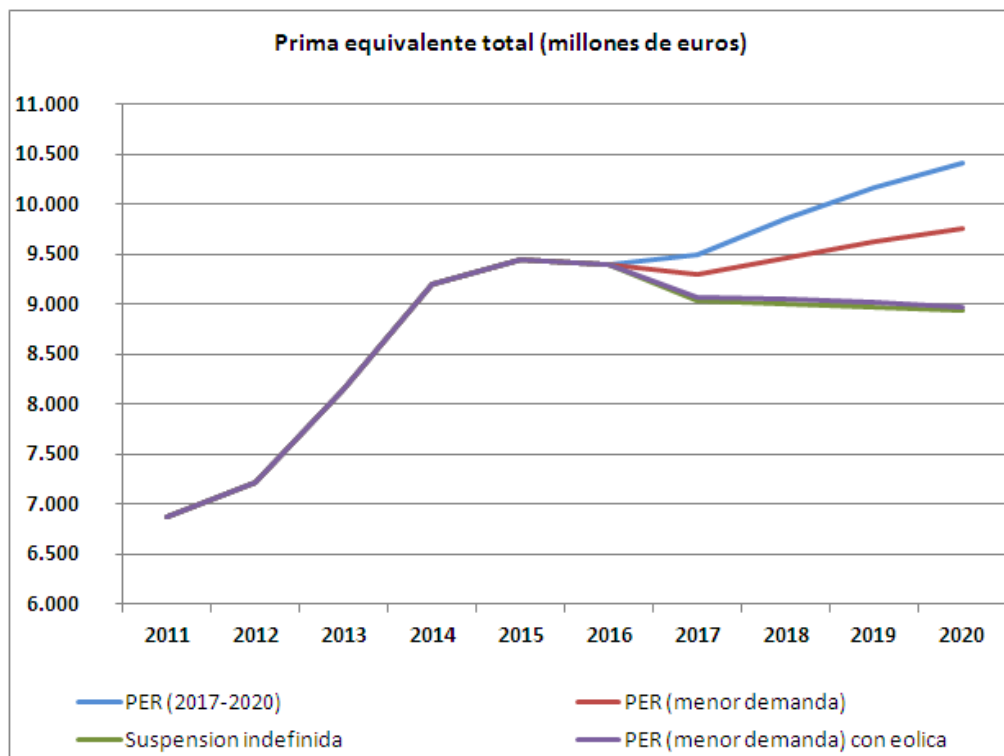
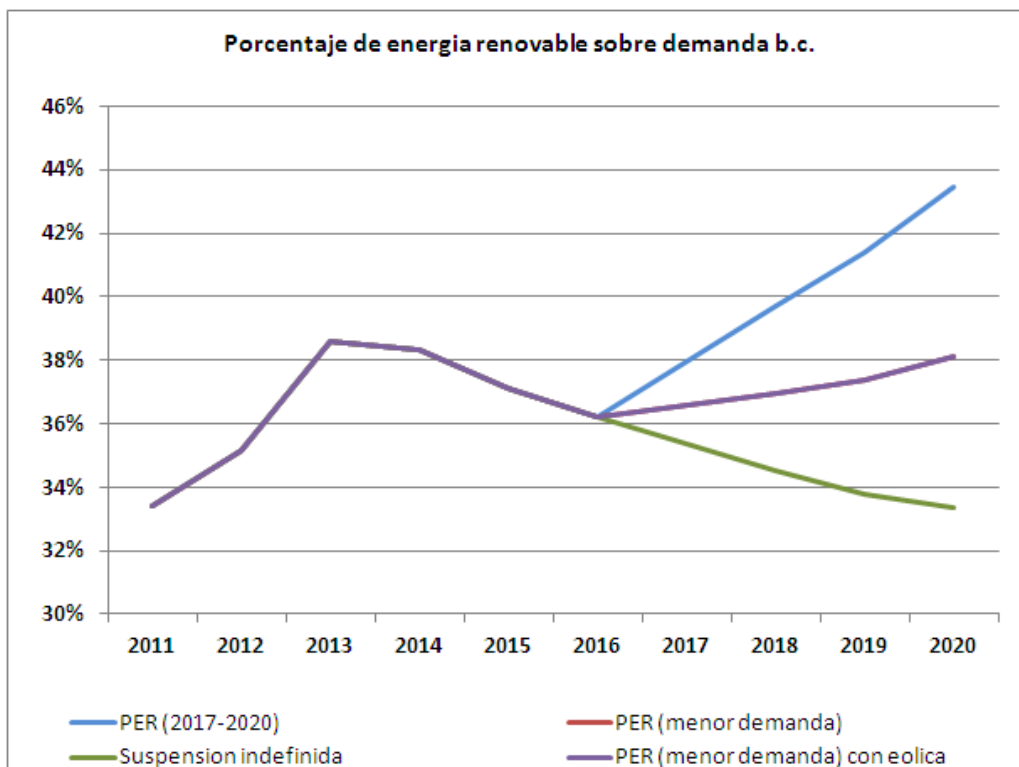


Gráfico 21. Evolución del porcentaje de energía renovable sobre la demanda b.c.



Los escenarios alternativos considerados llevarían asociado un mayor coste de las primas por el cumplimiento de los objetivos previstos en el mencionado PER, bien en términos de potencia

instalada PER (2017-2020), bien en términos de porcentaje de penetración de las renovables sobre la demanda (38,1%).

No obstante, en el cuarto escenario los importes anteriores se ven fuertemente reducidos con el desplazamiento de la nueva potencia a instalar hacia tecnologías también renovables que, en el horizonte temporal estudiado, percibieran un soporte económico más moderado o nulo (conforme a los precios esperados del mercado).

Por todo lo anterior, se considera oportuno que dicho Plan de Energías Renovables, y las futuras revisiones bienales del PANER a ser reportadas a la Comisión Europea (la primera de las cuales tendrá lugar en 2012), sean objeto de informe preceptivo por parte de la CNE, con el fin de que ésta pudiera analizar su impacto económico en la tarifa de acceso.

3.1.3 Establecimiento de mecanismos competitivos (subastas)

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Ley, aplicaría a la asignación de la nueva capacidad y determinación del coste, en al menos las siguientes tecnologías: fotovoltaica en suelo, eólica en tierra y en mar, solar termoeléctrica y minihidráulica. Consistiría en modificar el esquema de determinación de la retribución, pasando de un esquema administrativo a un esquema basado en mecanismos de mercado. Bajo un esquema de subastas son los postores los responsables de determinar su puja (prima).

El uso de mecanismos de subastas para la determinación de la prima⁴⁵ permiten introducir elementos de competencia, que permiten reducir los costes asociados a la promoción de las energías renovables permitiendo que el consumidor perciba esas ganancias de eficiencia. Así, a modo ilustrativo, el Banco Mundial⁴⁶ considera que los mecanismos de subastas *“han demostrado ser un alternativa viable al mecanismo tradicional de fijación administrativa de primas (‘‘feed-in-tariff’’) (...). Las subastas, fomentan la competencia presionando a la baja a los precios, reduciendo por tanto las tarifas a los consumidores finales y haciendo que el proceso [de promoción de renovables] en su conjunto sea más sostenible’’*. En términos generales puede considerarse que existe consenso⁴⁷ en las bondades de los mecanismos de subastas, como elemento para el fomento de la competencia entre agentes, que conlleva una reducción de costes en la política de fomento⁴⁸ de energías renovables.

⁴⁵ El término “prima” se emplea en este epígrafe de manera general, y cabe entenderla como una “prima fija a tarifa” de modo que se percibe una cantidad (€/MWh) fija, independiente del precio, por energía producida que es percibida o bien como una cantidad adicional (sobre el precio de mercado) que se determinaría en la subasta.

⁴⁶ Banco Mundial, 2011. *“Electricity Auctions an overview of efficient practices”*

⁴⁷ Sin ánimo de ser exhaustivos, y a modo ilustrativo cabe señalar entre otros Batlle y Barroso, 2011, *“Review of support schemes for renewable energy sources in South America”*, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research, cuando señalan *“auctions appear as an effective mechanism to stimulate competition between RES investors, to provide price disclosure while managing the right amount of investment and reducing risk aversion with long-term contracting”*. Asimismo, del Río (2009), *“Tipología y evaluación de los marcos de apoyo a la generación eléctrica renovable”*, al revisar la literatura al respecto y enumerar las ventajas de los diferentes esquema de promoción de las inversiones en energías renovables, señala en relación a los esquemas de subastas que estas (a) fomentan la competencia entre los inversores, (b) inducen un fuerte incentivo a reducir costes dado que existe presión para que los productores tengan costes bajos para obtener el apoyo público; (c) puede controlarse fácilmente el nivel de apoyo a las energías renovables; (d) aportan bastante certidumbre a los generadores/inversores pues funcionan como un sistema de primas una vez se han decidido los ganadores de la subastas y (e) contribuyen a promover

⁴⁸ Cabe señalar que una de las principales críticas al uso de mecanismos de subastas para la promoción de las energías renovables, reside no tanto en el mecanismo propiamente dicho, sino en que el desarrollo final de las instalaciones que han resultado adjudicatarios en la subasta ha sido inferior al volumen subastado. En este sentido cabe señalar que en el caso europeo, las experiencias iniciales de mecanismos de

En las subastas para la promoción de energías renovables cabría realizar subastas diferenciadas por tecnologías o bien subastas en las que las diferentes tecnologías compitieran entre sí. Existen experiencias internacionales bajo ambos esquemas.

En el primer caso, subastas diferenciadas por tecnologías, el legislador establece el mix de tecnologías que desea (volumen (MW) ofertado subastado en cada subasta por tecnología). En este caso se considera que el mix de energías renovables que elija el Gobierno debe tener en cuenta elementos de eficiencia de costes. En otras palabras, en este esquema el legislador debería apoyarse para el cumplimiento de los objetivos de renovables en aquellas tecnologías más eficientes y que por tanto requieren de un apoyo económico menor.

En el segundo caso planteado, el propio proceso de subasta determinará que aquellas tecnologías más eficientes en coste predominen en el resultado final.

Finalmente, cabe señalar que en el desarrollo de un mecanismo de subasta, el proceso completo de participación (antes y después de la celebración de la subasta) juega un papel importante. Así, el diseño del procedimiento para la participación en la subasta (requisitos exigibles en la fase previa a la subasta, “calificación”) debe tener como objetivo no generar ni incertidumbres administrativas innecesarias ni elevados costes de participación en la subasta para los potenciales postores. En este sentido un elemento relevante en cualquier subasta es que ésta se celebre en un entorno con suficiente presión competitiva. Asimismo, la fase posterior a la subasta debe tener en cuenta generar incertidumbres excesivas a los postores o riesgos que no sean responsabilidad de los mismos. En este sentido, existen experiencias internacionales enmarcadas en los procesos de subastas para la promoción de nueva generación que suponen que la Administración asuma (y mitigue) parte de esos riesgos. En todo caso, las subastas deberían estar coordinadas con la planificación indicativa, que debe ser informada por las CCAA.

3.1.4 Primas basadas en información regulatoria de costes

Esta medida requeriría una norma con rango de Real Decreto, y aplicaría, al menos, a la solar fotovoltaica sobre cubierta, cogeneración, residuos y biomasa. Se trata de tecnologías muy específicas de la ubicación o del recurso disponible, y debido a su reducido tamaño, no es aconsejable la utilización de subastas. Recuérdese asimismo que el sistema de feed in tariff fue declarado por la Comisión de la UE como efectivo y eficiente, al menos con información disponible hasta 2007⁴⁹. Alternativamente, y en fecha más reciente, se han registrado experiencias que recuperan la negociación de certificados ‘verdes’ vinculados a la producción renovable como mecanismo de soporte (cf. ‘Elcertificates’ desarrollados conjuntamente por los sistemas sueco y

subastas, por ejemplo en Reino Unido, se produjeron en la década de los 90’, por lo que el conocimiento de los propios inversores sobre los costes finales asociados al desarrollo de las inversiones en renovables era menor que el actual (véase Pollitt, 2009, “La política en materia de energía renovable en el reino Unido desde su privatización” en “Electricidad Verde”, Oselle, Padilla y Scmalense eds.). En otras palabras, la mayor incertidumbre sobre los costes asociados al desarrollo de instalaciones de energías renovables pudieron incidir en que las pujas realizadas por los adjudicatarios acabaran siendo inferiores a los costes reales, suponiendo que ex post los desarrollos de inversiones en renovables generaran una rentabilidad menor a la esperada. Sin embargo, cabe argumentar que en la actualidad los inversores en energías renovables tienen una menor incertidumbre sobre el coste de desarrollo de las inversiones en energías renovables. Asimismo, cabe establecer un esquema de avales y seguimiento de inversiones que permitiera en caso de que el desarrollo final resultara inferior al esperado celebrar nuevas subastas al objeto de reconducir la senda de inversión en renovables en caso que se considerara necesario.

⁴⁹ Commission Staff Working Document. “The support of electricity from renewable energy sources”. Bruselas, 23 de enero de 2008 (COM(2008) 19 final).

noruego, objeto de transacción a partir de 1 de enero de 2012).

En la actualidad, la CNE realiza un seguimiento de los costes tanto de inversión como de operación y mantenimiento afrontados por los titulares de las instalaciones mediante la aplicación de la Circular 3/2005. Esta información es utilizada en la realización de los informes periódicos de revisión de las tarifas y primas. Por otra parte, la CNE ha iniciado una encomienda de gestión para dotarse de un instrumento más robusto que le permita la recopilación sistemática y fiable de lo que se daría en llamar ‘información regulatoria de costes’; unos datos que pudieran ser cotejados con la información de carácter contable que las empresas están obligadas a mantener y presentar.

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Real Decreto, ligaría la actualización de las tarifas y primas a la obtención, mantenimiento y revisión de un sistema de información regulatoria de costes de carácter auditable que permitiera realizar un seguimiento sistemático y regular de aquellos costes afrontados por las empresas del sector.

3.1.5 Fomento del autoconsumo

El fomento del autoconsumo, que aplicaría a las tecnologías minieólica, microgeneración y fotovoltaica, es conveniente para el desarrollo de la generación distribuida y el cumplimiento eficiente de los objetivos energéticos y medioambientales comprometidos.

Quedan no obstante determinadas cuestiones pendientes de concretar antes de proceder a su implantación. En particular, se hace imprescindible contar con un adecuado marco legal para esta figura, una metodología de peajes que refleje fielmente los costes de acceso a la red y una adecuada regulación jurídica y técnica en relación con los contratos de acceso y compraventa de energía, y con los sistemas de control técnico de la energía consumida y producida.

3.2 PROPUESTAS REGULATORIAS SOBRE LA RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES EXISTENTES

3.2.1 ADAPTACIÓN DEL MECANISMO DE GARANTÍAS DE ORIGEN ESTABLECIENDO UN PRECIO MÍNIMO PARA LAS MISMAS. TIPO DE ACTUACIÓN: LEY

El mecanismo de garantía de origen constituye un registro público de anotaciones en cuenta que permite informar al consumidor sobre la procedencia de la electricidad que consume –redención de garantías-. El mecanismo es voluntario y gratuito: las comercializadoras son libres de adquirir o no dichas garantías en la proporción que consideren oportuna, y de acuerdo con la experiencia adquirida no existe un precio apreciable para las transferencias de garantías entre productores y comercializadores. Este mecanismo se complementa con un sistema de etiquetado que obliga a los comercializadores a incluir en sus facturas información sobre el mix de comercialización resultante en el año anterior, así como el nivel de emisiones de dióxido de carbono y de generación de residuos radiactivos asociado a la electricidad comercializada, lo que permite su comparación con el nivel promedio de referencia nacional.

Ahora bien, en la medida en que la electricidad comienza a ser percibida como un producto diferenciable según el impacto medioambiental ocasionado, la certificación de origen comienza a tener un valor comercial (puede por ejemplo ser requerida en las bases de un concurso público de suministro), y dicho valor comercial debería tener un precio. Como este mercado no se ha desarrollado suficientemente, se propone que una norma con rango de Ley, establezca un precio

mínimo para las garantías de origen, de modo que existiera una clara trazabilidad económica de las transferencias así realizadas. Esta medida podría ser comparable con el establecimiento de un precio suelo para la tonelada de CO₂ emitido, tal y como ha sido planteado en otros países de nuestro entorno, aunque en este caso se trataría de pagar por una emisión de CO₂ que se evita.

Como estimación preliminar, si los comercializadores hubieran optado por adquirir garantías por el 25% del volumen de energía expedida durante el año 2010 a un precio mínimo de 5 Eur/MWh, el importe anual recaudado ascendería aproximadamente a 95 millones de euros. Este importe podría ser contabilizado por la CNE cuando autorice transferencias de garantías de origen desde un productor a un comercializador, que finalmente serían consideradas como ingresos liquidables a cuenta de las primas devengadas por las instalaciones que han transferido sus garantías. Debe tenerse presente que las instalaciones del régimen ordinario cuya producción se basa en fuentes de energía renovable (gran hidráulica) o de alta eficiencia (determinados ciclos combinados que cogeneran) pueden también solicitar la expedición de garantías de origen.

La medida es positiva desde el punto de vista de la tarifa de acceso, ya que reduce los costes regulados que ésta debe contener.

3.2.2 ELIMINACIÓN DE TARIFAS Y PRIMAS A PARTIR DE LA FINALIZACIÓN DE LA VIDA ECONÓMICA. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

En la actualidad, el régimen retributivo reconocido a la producción de energía eléctrica en régimen especial permite, con carácter general, continuar percibiendo la tarifa o prima establecida en tanto la instalación se mantenga en funcionamiento, sin especificar cuál es la vida económica de la misma. En la regulación vigente se han definido dos tramos tarifarios, el primero con los valores de primas y tarifas más elevados hasta un determinado periodo temporal, mientras que el segundo éstas se ven reducidas pero no se fija límite temporal.

Así en el caso de la eólica se pasa de una tarifa de 81 €/MWh los primeros 20 años a una tarifa de 68 €/MWh a partir de entonces (un 16% menos). La minihidráulica pasa su tarifa de 87 €/MWh los primeros 25 años a 78 €/MWh a partir de entonces (un 10% menos). La solar termoeléctrica pasa de 299 €/MWh los 25 primeros años a 239 €/MWh a partir de entonces (un 20% menos). Por su parte, la biomasa de cultivos energéticos pasa de 163 €/MWh los primeros 15 años a 137 €/MWh (un 16% menos) y la cogeneración con gas natural de 111 €/MWh a 92 €/MWh (un 17% menos). Lo mismo se podría decir de las primas de las distintas tecnologías.

Debe tenerse presente que las tarifas y primas son calculadas con el fin de obtener una 'rentabilidad razonable' durante la vida económica (vida útil estimada) de la planta, luego la percepción de incentivos adicionales más allá del fin de la misma bien podría recibir la consideración de un ingreso adicional por encima de su retribución razonable. Dado el carácter novedoso de las tecnologías empleadas, no existe un registro histórico suficiente como para estimar de forma fidedigna hasta qué punto la vida económica se corresponde con el horizonte temporal de funcionamiento efectivo de las instalaciones.

En esta medida se propone fijar un límite temporal por tecnología para la percepción de las primas y las tarifas actualmente vigentes, de forma análoga a lo ya implementado en relación con parte del parque solar fotovoltaico (donde se han limitado a 30 años).

La propuesta que se analiza consistiría en establecer una vida económica para todas las tecnologías coincidente, con carácter general, con el primer tramo tarifario anteriormente descrito, excepto para la cogeneración y la biomasa, que se fijaría en 20 años.

Esta medida a adoptar en relación con la cogeneración y la biomasa se justifica en lo siguiente:

- a) La primera tecnología que alcanzará este límite sería la cogeneración, y comenzará a hacerlo a partir de este mismo año.
- b) No han alcanzado el objetivo de planificación, encontrándose la cogeneración en el 69% del objetivo, y la biomasa en el 40% y 88%, según las categorías de ésta.
- c) El crecimiento de la cogeneración se encuentra estancado desde principios de la década anterior. La biomasa no ha terminado de despegar.
- d) La entrada en vigor del RDL 1/2012 impide el desarrollo de nueva potencia de cogeneración y biomasa no inscrita en el registro de preasignación.
- e) La entrada en vigor del RDL 1/2012 impide también el plan 'renove' de las instalaciones existentes de cogeneración, porque originaría un nuevo régimen económico, que tendría que ser inscrito en el registro de preasignación.
- f) La crisis económica ha reducido la demanda de calor útil de la industria asociada, lo que ocasiona problemas a la cogeneración para el cumplimiento de su rendimiento mínimo.

Para evitar estos efectos indeseables, se propone armonizar la vida económica de la cogeneración y la biomasa con el resto de tecnologías, como la eólica, estableciendo para ellas unas vidas económicas de 20 años, en cuyo periodo se percibirían los dos escalones tarifarios actualmente vigentes.

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Real Decreto, consistiría en suprimir la percepción de las tarifas y primas una vez finalizada la vida económica de las mismas. Esta medida mantiene el principio contenido en la Ley de la obtención de una rentabilidad razonable.

No se ha valorado el impacto económico de esta medida, pues tendría efectos en el largo plazo.

3.2.3 CONSIDERACIÓN DEL TECHO Y SUELO DE LA PRIMA, PARA QUE CUANDO EL PRECIO DE MERCADO SUPERE EL TECHO, LA PRIMA SE DEVUELVA COMO INGRESO LIQUIDABLE DEL SISTEMA. TIPO DE ACTUACIÓN: LEY

En la actualidad, para diversas tecnologías renovables (no es el caso de la fotovoltaica, que se retribuye exclusivamente a tarifa) se ofrece un esquema de 'mercado más prima' cuya suma queda sujeta a un techo y a un suelo (*'cap and floor'*). El objetivo es que los consumidores y productores, compartan riesgos en situaciones de precios de mercado muy tensionados al alza o a la baja, respectivamente.

Ahora bien, la aplicación efectiva de este mecanismo es hoy día asimétrica en detrimento del consumidor: para precios de mercado muy elevados, tales que por sí solos superasen el techo o *'cap'*, no se produciría devolución del exceso sobre el techo, ya que el productor retendría la totalidad del precio de mercado. Por el contrario, con precios de mercado deprimidos, la prima se complementa hasta donde sea necesario para alcanzar el suelo o *'floor'*.

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Ley (en este sentido, señalar que la redacción dada al anteproyecto de Ley del sector informada en su día por la CNE podría dar cabida a este planteamiento), consistiría en aplicar la devolución íntegra al sistema como ingreso liquidable de todas las cantidades que superasen el *'cap'*. Esta medida mantiene el principio contenido en la Ley de la obtención de una rentabilidad razonable. Por otra parte, su aplicación debería acompañarse de una disposición que impidiese que las instalaciones afectas a la misma abandonaran el régimen especial para pasarse al régimen ordinario, cuando menos hasta el fin de su 'vida retributiva'.

No se ha valorado el impacto económico de esta medida, pues su aplicación presupone un contexto de precios muy elevados que distorsionarían los escenarios de evolución de ingresos liquidables normalmente empleados, pero en su caso, la medida supondría un menor coste para la tarifa de acceso.

No obstante lo anterior, se ha ensayado parcialmente su impacto económico mediante el siguiente ejemplo referido a la eólica en 2008: las instalaciones de tecnología eólica actualmente acogidas a la opción de mercado son retribuidas con una prima que varía en función del precio del mercado; si en una hora concreta éste es mayor o igual al 'cap', la instalación no percibe prima, pero retiene íntegramente el precio de mercado para esa hora.

Se ha considerado como hipótesis que dicho 'cap' limite estrictamente la retribución *total* (no solo la prima). Con los precios de mercado (relativamente altos) del año 2008, y el correspondiente 'cap' de este año (87,79 €/MWh), el coste evitado habría ascendido a 3,15 millones de euros en términos de prima equivalente.

3.2.4 ESTABLECER UN MECANISMO DE TECHO-SUELO PARA COGENERACIÓN Y RESIDUOS. TIPO DE ACTUACIÓN: LEY

En estrecha relación con el punto anterior, esta medida consistiría en extender el esquema de techo y suelo (*cap & floor*) también a las tecnologías no renovables (cogeneración y residuos), para las que no se ha establecido este mecanismo en la regulación actual. No existe ninguna razón objetiva de esta ausencia, y siempre desde la lógica de una compartición de riesgos simétrica entre los titulares de las instalaciones y los consumidores finales. De establecerse el mecanismo propuesto en la cogeneración y en los residuos, las actuales revisiones trimestrales derivadas de la evolución de los precios de los combustibles deberán afectar no sólo a las primas y tarifas, sino también a los valores de techo y suelo que se adopten. Al igual que la anterior medida mantiene el principio contenido en la Ley de la obtención de una rentabilidad razonable.

No se ha valorado el impacto económico de esta medida, porque habría que considerar escenarios de precios muy elevados o muy reducidos en el mercado, lejos de los habitualmente considerados. En todo caso y a largo plazo, existiendo mayor una mayor probabilidad de elevación de los precios del mercado, conforme al escenario planteado en el PER, la medida se podría considerar positiva desde el punto de vista de la disminución de la tarifa de acceso.

No obstante lo anterior, se ha ensayado parcialmente su impacto económico mediante el siguiente ejemplo referido a la cogeneración, también en 2008: Las instalaciones de cogeneración actualmente acogidas a la opción *de mercado*, son retribuidas con una prima fija, independiente del precio del mercado; se propone aplicar un sistema de prima variable con *cap & floor* como el planteado para la eólica en el apartado anterior. Se han considerado (estableciendo una analogía con los valores establecidos para la eólica) como límites superior e inferior, para todas las modalidades de cogeneración, 108,42 €/MWh y 90,97 €/MWh, respectivamente. La prima equivalente unitaria en 2008 para cogeneraciones en opción *de mercado* era de 38,44 €/MWh. Bajo estas hipótesis, se estima que el *floor* supondría un coste extra de 12,30 millones de euros, en tanto que el *cap* evitaría 45,60 millones de euros de prima equivalente, luego el efecto global sería un ahorro para el sistema en torno a 33 millones de euros al año.

3.2.5 TARIFAS CON DISCRIMINACIÓN HORARIA EN INSTALACIONES GESTIONABLES. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

Para las instalaciones con retribución a tarifa, ésta es 'plana', sin diferenciación entre precios de punta y valle –sólo las instalaciones con retribución a mercado más prima son sensibles a estas

variaciones. Esta circunstancia, que se compadece mal con el distinto valor de la energía a lo largo del tiempo, puede resultar admisible en las tecnologías no gestionables, de carácter 'fluyente', pero no así en las gestionables. En este sentido la regulación ha establecido tarifas con discriminación horaria para la cogeneración, pero esto no es así en el caso de la biomasa, residuos y tratamiento de residuos.

El objetivo final sería lograr que todas estas instalaciones fueran retribuidas a mercado más prima; como paso intermedio, se plantea introducir una progresiva discriminación horaria en la tarifa que perciben, de modo que la generación en punta se retribuya a un precio más elevado que la generación en base. Esta propuesta requeriría la aprobación de una norma con rango de Real Decreto; el coste evitado resulta difícil de cuantificar, pero en todo caso se debería no tanto a un ahorro, en todo caso marginal, en los costes regulados, cuanto a una cierta relajación del precio de los servicios de sistema, que se encarecen con el apuntamiento de la demanda que esta medida contribuiría a contrarrestar.

3.2.6 REVISIÓN DE LA REVOCACIÓN DEL DERECHO A LA APLICACIÓN DEL RÉGIMEN ECONÓMICO PRIMADO DE LA COGENERACIÓN POR INCUMPLIMIENTO. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

En la actualidad, el incumplimiento por dos veces, por parte de una instalación de cogeneración, del rendimiento eléctrico equivalente mínimo que le es exigible, es causa de expulsión del régimen primado (el primer incumplimiento se denomina coloquialmente 'tarjeta amarilla', mientras que el segundo corresponde a 'tarjeta roja'). Debe tenerse presente que la cogeneración está estrechamente ligada en España a determinados sectores industriales, algunos de los cuales han sufrido y sufren las consecuencias de la actual coyuntura económica en forma de una considerable reducción de actividad productiva. Esto tiene una consecuencia directa sobre el régimen de funcionamiento de las cogeneraciones asociadas, que difícilmente pueden ser explotadas en su punto de operación óptimo, condición frecuentemente necesaria para satisfacer los requisitos de rendimiento y alta eficiencia que justifican su retribución.

La medida propuesta, que requeriría una norma con rango de Real Decreto, no supone un ahorro directo en los costes regulados, ya que pasaría por suspender la revocación de la autorización de las cogeneraciones que incumplan por dos veces el rendimiento eléctrico equivalente. Esta medida tiene la ventaja de evitar el cierre de instalaciones de producción no amortizadas sin perjuicio de que la producción primada fuera reducida conforme a la regulación vigente, cuando dicho rendimiento mínimo no fuera alcanzado, lo que resulta positivo para la tarifa de acceso y para la garantía de suministro.

3.3 OTRAS MEDIDAS REGULATORIAS

3.3.1 IMPUTACIÓN DE LOS COSTES REALES DE OPERACIÓN (RESERVA DE POTENCIA ADICIONAL, GESTIÓN DE DESVÍOS EN TIEMPO REAL O MECANISMO DE SERVICIOS DE BALANCE TRANSFRONTERIZOS). TIPO DE ACTUACIÓN: RESOLUCIÓN

La incorporación masiva de generación de origen renovable no gestionable, si bien deprime el precio marginal del mercado, encarece significativamente los distintos servicios de ajuste necesarios para preservar la operación segura del sistema. Así, la incidencia de bruscas oscilaciones en el producible eólico no previstas con suficiente antelación es frecuentemente apuntada como causa del repentino incremento de restricciones técnicas 'no-de-red' (no originada por coyunturales congestiones topológicas) y ocasiona asimismo la convocatoria de procesos de

gestión de desvíos.

Plenamente consciente de estas circunstancias, el Operador del Sistema presentó en su día una propuesta de Procedimiento de Operación, que pasaría a ser el P.O. 3.9, para la provisión de un servicio de reserva de potencia adicional; dicha propuesta fue objeto del Informe 7/2010 de la CNE, de 20 de mayo de 2010. La implementación de este servicio, en el caso de la reserva adicional a subir, constituiría una suerte de mercado adicional de reserva 'cuaternaria' para evitar tratar como supuestas restricciones de red situaciones que no son tales. En el caso de la reserva a bajar, se incentivaría que determinados grupos térmicos de respuesta rápida mantuvieran un funcionamiento próximo, pero por encima de, su mínimo técnico.

La medida propuesta, que requeriría de una Resolución, consistiría en implantar el citado servicio de reserva adicional de modo que, de acuerdo con el informe realizado en su día por esta Comisión, el coste adicional así sobrevenido fuera repercutido sobre la generación renovable no gestionable, que origina la necesidad del mismo, evitando su reparto entre toda la demanda. De igual forma se podría argumentar en relación a los costes del mecanismo de gestión de desvíos en tiempo real cuando éste es convocado por una generación no gestionable no prevista con suficiente antelación. Adicionalmente y en la misma línea anterior, actuaría el mecanismo transfronterizo de servicios de balance consensuado entre el operador del sistema español y sus homólogos de Portugal y de Francia.

3.3.2 NUEVA REGULACIÓN DEL ACCESO Y LA CONEXIÓN. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

Este punto corresponde también a una mejora técnica ya acordada por la CNE con ocasión del informe a la propuesta de Real Decreto de revisión del Real Decreto 1955/2000, así como en otros informes a propuestas de normativa.

Uno de los puntos clave en la propuesta de la CNE consiste en modificar la regulación para derogar el principio de inexistencia de reserva de capacidad. Este principio, asumible en un tiempo en que había una considerable capacidad excedentaria en la red, no parece ya sostenible –no al menos en lo que atañe a la producción en régimen especial, económicamente primada y sujeta a compromisos de carácter internacional que requieren un desarrollo notable de la misma en lo que resta de década–. El recientemente publicado Real Decreto de acceso y conexión de pequeña potencia ya ha derogado dicho principio para este colectivo. Así pues, desde la CNE se ha propuesto la toma en consideración de las instalaciones existentes en las solicitudes de acceso y conexión de nuevas instalaciones del régimen especial, con el fin de minimizar los vertidos o reducciones de potencia a prorrata, por razones de seguridad del sistema.

4 OPERACIÓN DEL SISTEMA

4.1 METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DEL OS SEGÚN CONTABILIDAD REGULATORIA DE COSTES. ESTABLECIMIENTO DE INCENTIVOS/PENALIZACIONES SOBRE GARANTÍA DEL SUMINISTRO, PÉRDIDAS Y COSTES DE OPERACIÓN

Se considera necesario realizar un análisis detallado de costes de la actividad de operación del sistema que permita calcular adecuadamente el importe que debe ser financiado por los consumidores eléctricos y realizar una propuesta fundamentada para calcular su retribución de forma automática en cada periodo tarifario.

En la parte III de este informe se propone además relacionar la retribución de este operador con

unos incentivos/ penalizaciones en relación a la calidad del servicio y al coste de la operación del sistema.

4.2 ESTABLECER PRECIOS REGULADOS (OMEL Y OS) SEGÚN COSTES Y METODOLOGÍA

La CNE debería ser la responsable de determinar la metodología por la que se establezca tanto la retribución del operador del sistema como los precios que éste cobre a los sujetos del mercado, teniendo en cuenta los costes incurridos en el ejercicio de su actividad, en la medida en que correspondan a los de un gestor eficiente, y tengan en consideración una rentabilidad adecuada.

Se considera que las acciones relativas a fijar la retribución del operador del sistema de acuerdo con una metodología establecida, la determinación de los precios que éste cobre a los agentes, y la desagregación de la función del operador del sistema a una sociedad de nueva creación, debe realizarse revisando, en consonancia, la retribución del transporte, al objeto de no trasladar un incremento de costes que finalmente acabe repercutiendo al consumidor.

Asimismo, la CNE debería ser la responsable de elaborar la metodología por la que se establecen los precios que el operador del mercado cobra a los sujetos del mercado por los servicios que presta.

5 INTERRUMPIBILIDAD:

ESTABLECER EL PAGO Y RETRIBUCIÓN DE DICHO SERVICIO SEGÚN MECANISMO DE MERCADO Y COMPRENDIDO EN EL PAGO POR CAPACIDAD. TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

En la medida en que el servicio de interrumpibilidad es una herramienta de gestión del sistema de la que dispone el OS al igual que los servicios de reserva del sistema proporcionados por las instalaciones de producción, sería deseable que la retribución por este servicio fuera establecida mediante un mecanismo de mercado (por ejemplo, subastas) al igual que el resto de servicios de ajuste que proveen los generadores.

De forma transitoria se propone reducir dicho descuento desde 600 M€ a 450 M€.

6 COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR

Las actividades para el suministro de energía eléctrica en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares (SEIE) se rigen por una reglamentación singular debida fundamentalmente al tamaño reducido de estos sistemas y a su aislamiento. Como consecuencia de ello, en las instalaciones de producción de electricidad existen limitaciones en el tamaño de los grupos de generación y en las tecnologías, y además, el requerimiento de reserva de potencia rodante es superior al de la península.

Estos factores, entre otros, conducen a que el coste de la actividad de producción sea superior que en la península. La regulación correspondiente a los SEIE se diferencia de la regulación peninsular en lo referente a la actividad de producción, donde se establece un régimen económico regulado de costes reconocidos.

Dichos costes se retribuyen a partir de los ingresos provenientes de las adquisiciones de energía de los comercializadores ubicados en estos territorios, a precio horario del mercado peninsular; de

las partidas contenidas en los Presupuestos Generales del Estado, y de las compensaciones que son necesarias para alcanzar los costes reconocidos, cuyos importes están contenidos en las tarifas de acceso. El principio de precio único en todo el territorio nacional, contenido en la Ley del Sector Eléctrico, ha justificado hasta el momento estas compensaciones.

A nivel internacional, en los sistemas eléctricos aislados que se han liberalizado se han contemplado también regulaciones de costes reconocidos (con compensaciones procedentes de las zonas no aisladas, como en Azores y Madeira de Portugal o Córcega de Francia), así como mecanismos de mercado, con ofertas “reguladas” de costes variables auditados, como sucede en los sistemas eléctricos de tamaño similar al de las islas mayores (Mallorca, Gran Canaria y Tenerife) de los países centroamericanos (Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua y Panamá, que hasta la puesta en marcha de la línea SIEPAC han tenido interconexiones muy débiles con sus vecinos), en Bolivia o en el sistema aislado de La Patagonia (Argentina).

En Europa existen países de tamaño comparable a las mencionadas islas, como Malta o Chipre, con regulaciones de costes reconocidos a partir de mecanismos de subastas de capacidad, que llevan a los precios más elevados del conjunto de países europeos.

6.1 MAXIMIZAR LA ENERGÍA TRANSFERIDA DESDE LA PENINSULA A BALEARES A TRAVÉS DE UN ESTUDIO TÉCNICO DE ENLACE.⁵⁰ TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL

La energía que llega a Baleares a través del cable tiene un precio muy inferior al coste variable medio del sistema Mallorca-Menorca. La CNE propuso en su informe de julio de 2011 la realización de un estudio para maximizar la transferencia de esta energía.

Extrapolando en base anual los ahorros observados para el período de abril a agosto de 2011 para el suministro de energía del 20% de la demanda del sistema Mallorca-Menorca, y maximizando su capacidad comercial sin rebasar su capacidad técnica, considerando el reforzamiento de la reserva caliente en el sistema insular, se obtiene como resultado un ahorro neto anual de 48 M€⁵¹.

6.2 REVISAR LOS ESTÁNDARES REGULADOS A TRAVÉS DE LA CONTABILIDAD REGULATIVA DE COSTES. TIPO DE MEDIDA: REAL DECRETO

El establecimiento de una contabilidad regulatoria de costes permite conocer los costes de la actividad con el suficiente grado de desglose de las distintas partidas, así como una imputación objetiva de los costes indirectos⁵². Además se han de definir los procedimientos de revisión del auditor de la información contable preparada por la empresa, para que confirme que esta información tiene su reflejo en las cuentas anuales.

A los costes observados y regulatoriamente reconocidos en la generación en régimen ordinario extrapeninsular se les aplicaría un tratamiento análogo al que reciben otras actividades reguladas,

⁵⁰ Informe 27/2011.

⁵¹ Según el Anexo I del *Informe de la CNE sobre el proyecto de RD por el que se establecen las modificaciones de la regulación del sector eléctrico necesarias para recoger los efectos sobre la gestión técnica y económica del sistema eléctrico derivados de la entrada en funcionamiento del enlace eléctrico submarino en corriente continua entre el sistema eléctrico peninsular y el sistema eléctrico balear*

⁵² La Resolución de la DGPEyM de 3 de diciembre de 2010 estableció una regulación de contabilidad regulatoria de costes que podrá ser aplicada en 2012 para la determinación de la compensación definitiva SEIE de 2011.

estableciéndose una batería de valores tipo por tecnología que permitieran, en la medida de lo posible, estandarizar los criterios de retribución aplicados tanto en inversión (*capex*) como en operación y mantenimiento (*opex*).

De todo ello resultaría una base retributiva justa y suficiente, que podría incorporar los parámetros de eficiencia que se considere conveniente.

6.3 REVISAR LOS PARÁMETROS TÉCNICOS A TRAVÉS DE PRUEBAS DE RENDIMIENTO EN GRUPOS DE GENERACIÓN DE RÉGIMEN ORDINARIO. TIPO DE ACTUACIÓN: RESOLUCIÓN

La implantación de esta medida requeriría la entrada en vigor de normativa ya propuesta e informada por la CNE, pero pendiente aún de aprobación, de manera que pudieran revisarse y, de forma periódica, actualizarse los parámetros técnicos de funcionamiento asumidos en la realización del despacho de generación, de modo que éstos se correspondan con el desempeño real de los grupos, y no con los regulados en el momento de su autorización.

Con esta medida se realizaría un despacho más económico y eficiente.

6.4 CALCULAR EL COSTE VARIABLE DEL DESPACHO CON TODOS LOS COSTES INTERVINIENTES (MEZCLAS DE COMBUSTIBLES, CO₂, ETC). TIPO DE ACTUACIÓN: RESOLUCIÓN

La implantación de esta medida requeriría la entrada en vigor de normativa ya propuesta e informada por la CNE, pero pendiente aún de aprobación, de manera que un conocimiento más preciso de las mezclas de combustibles empleadas en la generación en régimen ordinario en los SEIE (más allá de cuál sea el combustible principal de entre ellos), así como de otras externalidades a las que se encuentra sometida la generación (por ejemplo, el coste soportado por emisiones de CO₂), pudiera ser incorporado a los costes variables tenidos en cuenta en el despacho de generación.

Se ha de tener en cuenta que todos estos costes adicionales, aunque no hayan sido considerados en el despacho, son reconocidos finalmente en la compensación definitiva.

Con esta medida se realizaría un despacho más económico y eficiente.

6.5 IMPLEMENTACIÓN DE MECANISMO DE SUBASTAS DE ADQUISICIÓN DE COMBUSTIBLES (CARBÓN, GAS NATURAL, GASÓLEO Y FUELÓLEO). TIPO DE ACTUACIÓN: REAL DECRETO

Esta medida pasaría por reemplazar el actual proceso de reconocimiento de los costes de aprovisionamiento de combustible de los generadores en régimen ordinario en los SEIE, por la realización de subastas mediante las cuales se aseguraría dicho aprovisionamiento a coste mínimo para el consumidor.

6.6 PERFIL DIFERENCIADO DE PRECIOS EN FUNCIÓN DEL ESTADO DE LA DEMANDA EN LOS SEIE. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL

En la regulación vigente los consumidores y comercializadores en los sistemas aislados reciben la misma señal de precio horario del mercado que sus semejantes situados en la península. Sin embargo, estos sistemas eléctricos aislados pudieran presentar circunstancias diferentes a las del sistema eléctrico peninsular, lo que puede resultar contrario a la eficiencia: por ejemplo, los precios

bajos del mes de agosto en la península son aplicados en los momentos de demanda punta en el sistema balear.

La regulación otorga a las Comunidades Autónomas de los SEIE la posibilidad de establecer mecanismos de corrección de los precios peninsulares en función del estado de la demanda en estos territorios, pero hasta el momento no se han establecido estos mecanismos, lo que resulta contrario a la eficiencia.

6.7 AUTORIZACIÓN DE NUEVAS INSTALACIONES DE GENERACIÓN: ESTABLECIMIENTO DE COSTES ESTANDARES Y PARÁMETROS TÉCNICOS PARA INSTALACIONES RENOVABLES Y DE COGENERACIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO

Es conocido que en los SEIE las tecnologías más maduras de generación a partir de fuentes de energía renovables son frecuentemente más competitivas que las convencionales, si bien su utilización extensiva se ve limitada por su carácter no gestionable (o al menos no completamente) y la inexistencia de capacidad de almacenamiento a gran escala.

En el actual contexto regulatorio post-Real Decreto-ley 1/2012, se plantea entonces la cuestión de cómo articular el desarrollo e implantación de nuevas instalaciones renovables (y, en su caso, de cogeneración de alta eficiencia) en los SEIE, siempre que su precio resulte inferior al del SEIE correspondiente.

Para ello se propone desarrollar el artículo 3.3 del citado RDL 1/2012 con el objeto de incorporar nueva capacidad de generación en régimen especial en los SEIE, sólo cuando sea necesario para cubrir el margen de cobertura del sistema sin afectar a la seguridad de suministro.

Para su integración en el despacho se mantendría la prioridad de evacuación y los requerimientos de monitorización y control correspondientes a este régimen de producción.

No obstante, su régimen de liquidación y compensación, en línea con lo previsto en el artículo 7.4 del Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, se realizaría *“según lo previsto para las instalaciones de régimen ordinario de estos sistemas”*.

7 METODOLOGÍA PARA EL RECONOCIMIENTO DE UN TIPO DE INTERÉS A TITULARES INICIALES DE LOS DERECHOS DE COBRO A PARTIR DE 2010 Y HASTA SU CESIÓN A FADE. TIPO DE ACTUACIÓN: ORDEN MINISTERIAL.

Los costes derivados del reconocimiento de un tipo de interés a las empresas como titulares de derechos de cobro de déficit debe responder a una metodología con base en indicadores de mercado líquidos, no verse afectados por una situación específica y coyuntural de los mercados y, que sin causar perjuicio patrimonial a las empresas eléctricas financiadoras del déficit, no suponga un traslado de costes excesivos e injustificados al consumidor, los cuales se añaden, por otra parte, a los costes que el consumidor soporta íntegramente por el proceso de la titulación vigente a través de FADE. Por ello se considera que la metodología para el establecimiento del tipo de interés debe fijarse valorando conjuntamente, tanto el impacto del tipo de interés hasta la cesión, como el coste de la titulación tras la cesión, debido a que ambos costes se repercuten al consumidor (Véase informe 38/2011).

ANEXO 1. CAUSAS DEL DESEQUILIBRIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

1. Origen del déficit del sistema eléctrico

De acuerdo con los artículos 16 y 17 de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, uno de los principios fundamentales que debe guiar el establecimiento de las tarifas eléctricas es el principio de suficiencia de ingresos. Es decir, se debe garantizar la recuperación de los costes mediante el pago de los correspondientes precios regulados.

El ejercicio tarifario es un ejercicio de previsión sujeto, por tanto, a diferencias entre las variables estimadas y las registradas realmente (por ejemplo, demanda, estructura de la demanda, primas del régimen especial, precios de mercado, reparto de potencias y consumos por periodos tarifarios). En consecuencia, se producen diferencias entre las previsiones realizadas de ingresos y costes del sistema y los valores realmente registrados un año después. Estos desvíos derivados por errores de previsión son absorbidos en el cálculo de los precios regulados (peajes de acceso) del periodo siguiente.

Los desvíos que no son trasladados a un único ejercicio, ya que por su magnitud implicaría incrementos elevados de los precios regulados, determinan la aparición del déficit. Esta situación se produjo durante los ejercicios 2001, 2002, 2005 y 2006.

A partir de 2007, el déficit de actividades reguladas se ha originado básicamente porque los ingresos regulados obtenidos de los peajes de acceso establecidos ex ante fueron (y siguen siendo) inferiores a los costes reconocidos a las actividades reguladas. Todo ello con el fin de laminar el efecto sobre los consumidores del incremento necesario para que los peajes de acceso cubrieran la totalidad de los costes en el momento en que se producen.

2. Causas del déficit del sistema eléctrico: déficit ex post y déficit ex ante

A comienzos de 1998 se inició el proceso de liberalización del sistema eléctrico. Se implantó un calendario progresivo de elegibilidad para que los clientes, con determinadas características de consumo y /o nivel de tensión, pudieran elegir suministrador. Este proceso comenzó el 1 de enero de 1998, el 1 de enero de 2003 se introdujo la elegibilidad plena a todos los consumidores en el mercado libre, y finalmente el 1 de julio de 2009 se eliminó el sistema de tarifas integrales. Desde entonces, todos los consumidores deben obtener su suministro en el mercado.

La introducción del modelo de liberalización no vino acompañada de un cambio profundo en la estructura tarifaria vigente hasta entonces. Por el contrario, se mantuvo el esquema de tarifas integrales, de estructura compleja (con tarifas diferenciadas por nivel de tensión, horas de utilización y usos, a las que se podían aplicar diferentes modalidades de discriminación horaria y de facturación de potencia), y se permitió a los clientes cualificados optar por permanecer acogidos a tarifa, u obtener su suministro del comercializador en el mercado.

La diferente estructura de las tarifas integrales y de acceso, unida a la opcionalidad del consumidor entre acudir al mercado o permanecer en el régimen de tarifa, permitió una transición gradual hacia la eliminación de las tarifas integrales para los consumidores, si bien generó un déficit en las liquidaciones de actividades reguladas (déficit del sistema eléctrico), en la medida en que las tarifas integrales (precios finales regulados) no recogieron adecuadamente la evolución de los costes de suministro.

En los primeros años de la liberalización, no se generaron déficit significativos de actividades reguladas debido a que, por una parte, las tarifas integrales incluyeron los costes estimados de las actividades reguladas y, por otra parte, a que los Costes de Transición a la Competencia (CTC's), incluidos en las tarifas de acceso, fueron concebidos como un importe máximo a recuperar por las

generadoras en un periodo de tiempo determinado, dotando de flexibilidad al sistema, en la medida en que se liquidaban por diferencias.

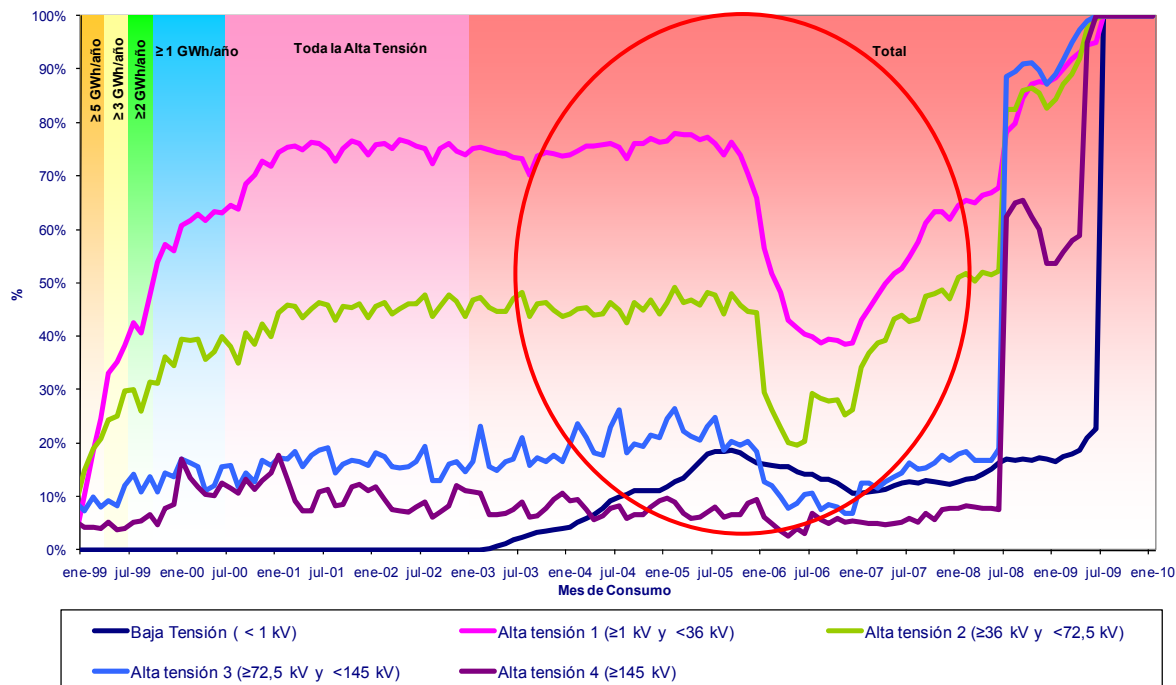
El déficit de actividades reguladas surge por primera vez en 2000, debido, fundamentalmente, a que el coste de la energía previsto en las tarifas integrales fue inferior al coste de la energía liquidado a los distribuidores y esta diferencia no pudo ser absorbida por los CTC's como consecuencia de la modificación del mecanismo de recuperación de los mismos en 1999. En concreto, la Ley 50/1998, de 30 de diciembre, sobre Medidas fiscales, administrativas y de orden social, modificó, en su artículo 107, el importe y el procedimiento de liquidación de los CTC's. Por una parte, se estableció una quita del 20% sobre el importe de los CTC's reconocidos a 31 de diciembre de 1998. Por otra parte, se estableció que el 80% de los CTC's se recuperaran a través de cuota con destino específico y el resto (esto es, el stock de carbón, la prima implícita y por último el resto de las asignaciones generales y específicas de CTC's) se liquidarán por diferencias. En la medida en que se redujo el importe de los CTC's que se cobraban por diferencias, los desvíos que se produjeron entre los costes e ingresos previstos y reales en el año 2000, no fueron absorbidos en el propio ejercicio, generándose déficit de actividades reguladas.

A finales del año 2002 se reconoció a las empresas el déficit de las actividades reguladas y se estableció la metodología por la que se determinó una senda de evolución de tarifas, limitando sus aumentos al 2% hasta 2010.

Ligado a la metodología fijada (en el RD 1432/2002, de 27 de diciembre), a partir del año 2002, y especialmente en 2005 y 2006, el déficit de actividades reguladas aumentó aproximadamente un 30% en términos medios anuales, debido a que sucesivamente el coste de energía liquidado a los distribuidores por la energía de los consumidores a tarifa fue superior al que se incorporó en las tarifas integrales. En 2005 el coste medio de energía liquidado a los distribuidores fue un 73,6% superior al incorporado en las tarifas integrales, mientras que en 2006 fue un 45,4% superior. Como consecuencia de no haber trasladado el coste estimado de la energía a las tarifas integrales, hubo un retorno de los clientes de mercado al régimen de tarifa integral, que, adicionalmente, aumentó el déficit de actividades reguladas.

En 2007, de acuerdo con el Real Decreto 1634/2006, se estableció el déficit ex ante en las actividades reguladas, es decir, las tarifas de acceso de los consumidores, ya estuvieran acogidos a tarifa integral, o en el mercado, se fijaron a niveles inferiores a las que resultarían de incorporar todos los costes de acceso. Dicha medida junto a la determinación de las tarifas integrales que incluyeron un coste estimado de energía coherente con el coste liquidado a los distribuidores por su energía adquirida en el mercado llevó, por una parte, a un traspaso de consumidores al mercado (véase gráfico inferior) y, por otra, a la acumulación de un déficit de actividades reguladas originado por la insuficiencia de las tarifas de acceso.

Gráfico 22. Evolución de la participación de la demanda en el mercado liberalizado por tipo nivel de tensión (sistema peninsular). Años 1999-2010.



Fuente: CNE

Desde la puesta en marcha del suministro de último recurso el 1 de julio de 2009, el coste de la energía de la TUR no es un coste de actividades reguladas, por lo que el déficit en las liquidaciones de actividades reguladas se corresponde desde entonces, fundamentalmente, con el déficit de las tarifas de acceso⁵³.

El Real Decreto 302/2011 ha determinado que parcialmente, por la parte de la energía no adquirida en las subastas CESUR respecto al volumen solicitado por los CUR, el sistema realice la cobertura de precios CESUR respecto al precio spot liquidado, a través de la venta de la energía del régimen especial a tarifa. La diferencia de precios respecto al volumen de energía no cubierto en las subastas CESUR es un ingreso (si la diferencia de precios es positiva) o un coste liquidable del sistema desde el 1 de abril de 2011.

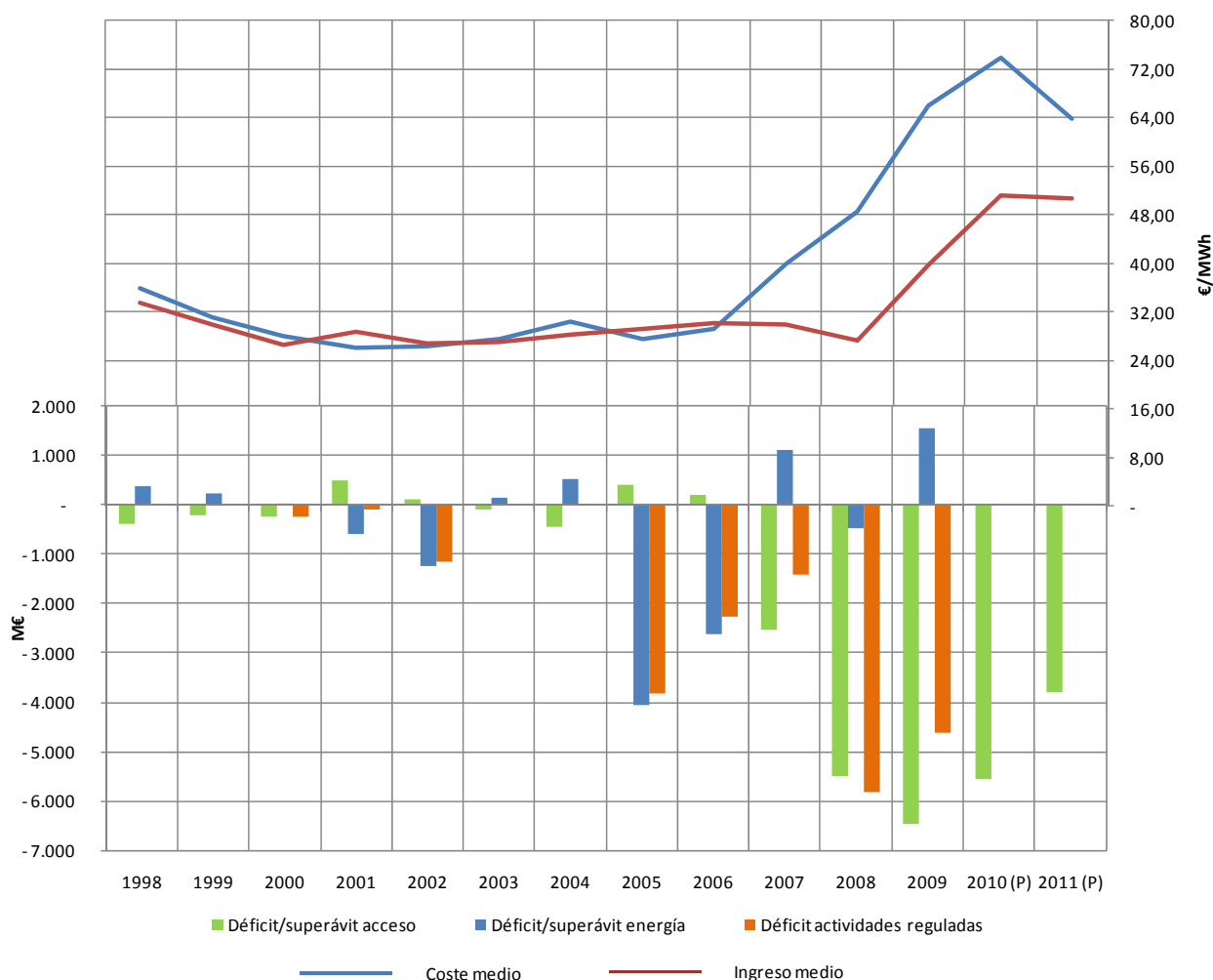
La Disposición adicional vigésimo primera de la Ley 54/1998, en la redacción dada por el Real Decreto-Ley 6/2010 y el Real Decreto-Ley 14/2010, determinó una senda para la reducción del déficit de tarifas hasta 2013, fecha a partir de la cual las tarifas de acceso deberán ser suficientes.

En particular, estableció que el déficit de actividades reguladas no podrá superar desde 2009 a 2012, los 3.500 M€, 3.000 M€, 3.000 M€ y 1.500 M€, respectivamente.

En el gráfico inferior se muestra la senda del ingreso medio y del coste medio de acceso desde 1998 a 2011, respectivamente. Se observa la brecha aún existente entre el nivel de ingreso medio de las tarifas de acceso y el coste medio de acceso. En la parte inferior del gráfico se muestra la evolución del déficit de actividades reguladas, y un cálculo del desglose entre déficit/superávit de energía y de acceso. Por simplicidad, se ha excluido el saldo de los pagos por capacidad en el déficit de actividades reguladas.

⁵³ Desde 2008, la diferencia entre ingresos y los costes de los pagos por capacidad tienen la consideración de ingreso o coste liquidable del sistema.

Gráfico 23. Ingreso medio y coste medio de acceso (€/MWh). Evolución del déficit de actividades reguladas y del déficit por tarifas de acceso (M€). Años 1998-2011. Ámbito peninsular.



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010). En 2011, el déficit de actividades reguladas se corresponde con la Liquidación provisional 12/2011. A partir de 1 de julio de 2009, el déficit de actividades reguladas coincide con el déficit de acceso más el saldo de pagos por capacidad sujeto a liquidación.

Se observa que hasta 2006, el déficit de actividades reguladas se debe a que el coste de la energía liquidado a los distribuidores fue superior al coste de la energía incluido en las tarifas integrales. A partir del año 2007, el déficit de actividades reguladas se explica por la insuficiencia de las tarifas de acceso para cubrir los costes de acceso (véase Gráfico 23).

Análogamente, en el Gráfico 24 se recoge en la parte superior la evolución del coste de la energía liquidado a los distribuidores y el coste de la energía previsto en las tarifas integrales.

Gráfico 24. Coste medio de la energía liquidado a los distribuidores y coste de la energía previsto en las tarifas integrales (€/MWh). Evolución del déficit de actividades reguladas por componente (M€). Años 1998-2011. Ámbito peninsular



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010).

Desde el 1 de julio de 2009 el coste de la energía no es un coste liquidable del sistema, por lo que en términos generales (excluyendo el saldo de pagos por capacidad) el déficit de actividades reguladas es similar al déficit de acceso

3. Evolución de los componentes de coste de acceso

Como se ha visto el déficit tarifario, en su origen, se debió a un error de previsión del coste de la energía implícito en las tarifas integrales. No obstante, cabe señalar que el error de previsión del precio del mercado incide no sólo en el coste de la energía implícito en las tarifas integrales, sino también sobre aquellos costes de acceso cuyo importe depende de la evolución del mismo. Tal es el caso de las primas del régimen especial, el coste de la compensación extrapeninsular y los CTC's.

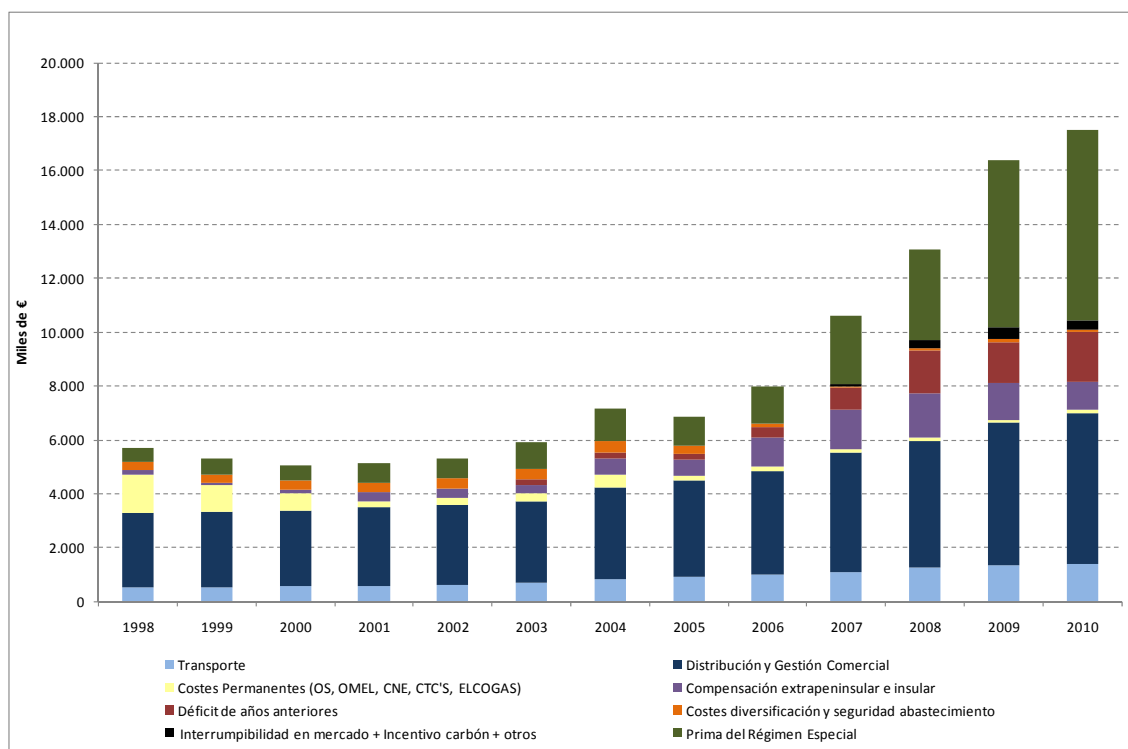
El componente de coste de acceso que ha registrado un mayor aumento corresponde al Régimen Especial, originado tanto por el aumento de la potencia instalada como por el aumento de las primas a las renovables y su pago como coste de actividades reguladas como diferencial con respecto al precio de mercado. Dicho coste supone el 40% del total de los costes de acceso en

2010 (peso superior al de otros componentes retributivos tales como la distribución) y ha registrado un aumento medio anual del 94% desde 1998 a 2010.

Análogamente, la compensación extrapeninsular ha experimentado un aumento medio anual en el periodo comprendido entre 1998 y 2010 del 27%, a pesar de que a partir de 2009 una parte es financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, debido a que su importe se calcula como diferencial entre el coste de generación en los territorios extrapeninsulares y el precio de mercado peninsular.

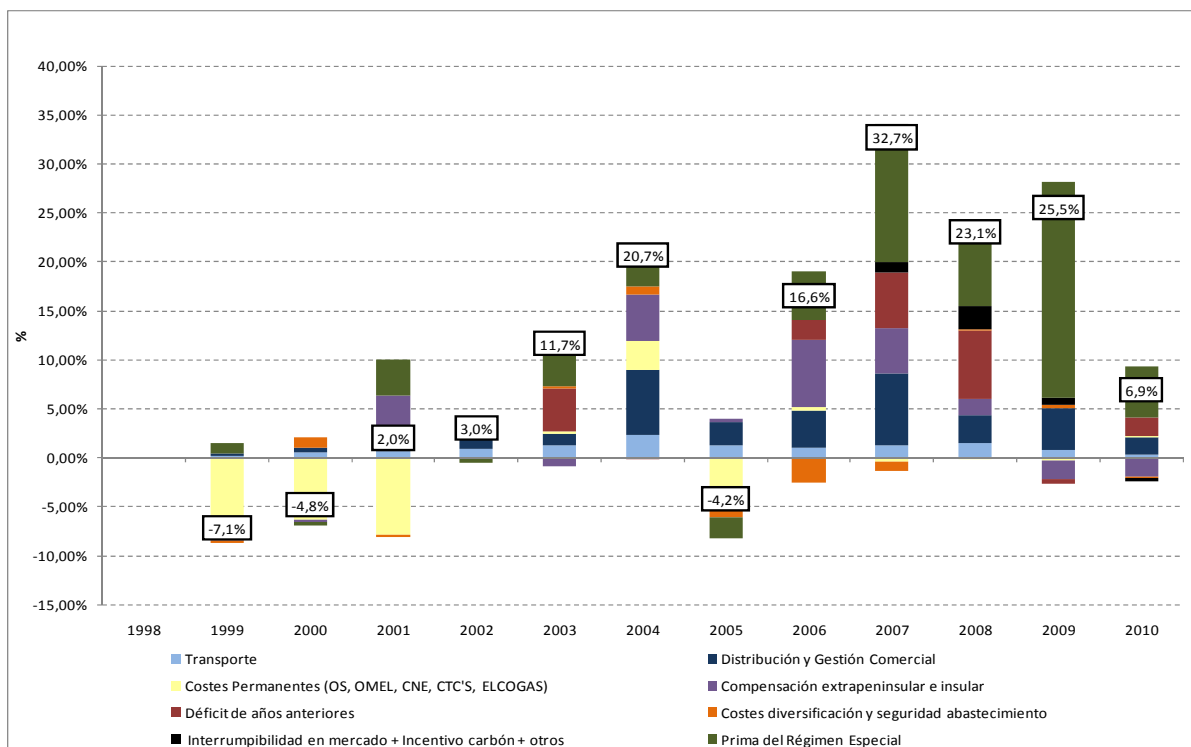
Por último, a partir de 2008, otros componentes de costes que han registrado una evolución expansiva son la retribución a la distribución, motivado por la implantación del nuevo modelo de retribución, el importe destinado al pago de las anualidades de los déficits de años anteriores, consecuencia de la acumulación de los mismos y la incorporación del coste del sistema de interrumpibilidad en mercado (véase el Gráfico 25).

Gráfico 25. Evolución de los costes de acceso entre 1998 y 2010



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010).

Gráfico 26. Contribución de cada componente de coste al crecimiento de los costes de acceso entre 1998 y 2010 (en recuadro crecimiento anual de los costes de acceso)



Fuente: CNE (Liquidaciones definitivas 1998-2007, Liquidación 14/2008, Liquidación 14/2009 y Liquidación 14/2010).

4. Evolución de los ingresos de acceso

En el cuadro 1 se incluyen las variaciones de los peajes de acceso desde el año 2003 hasta abril de 2011. En el Cuadro 31 se muestra el impacto de dichas variaciones en la relación de precios de cada grupo tarifario respecto del total, para el periodo comprendido entre 2003 y enero de 2012. En este análisis se mantienen para todo el periodo los datos de potencias y consumos por grupos tarifarios previstos para 2010. Se observa que entre 2003 y 2006, la relación del ingreso media de cada grupo tarifario respecto del total se mantuvo constante, lo que se explica porque los peajes 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 los peajes de acceso de ejercicios futuros) se han modificado las relaciones de facturación media de cada grupo tarifario.

- En 2007 aumentaron los peajes 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 los peajes 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 los peajes de acceso de tres periodos (3.0 A y 3.1 A) aumentaron, en términos medios, aproximadamente un 3% y los peajes de acceso de seis periodos (6.X) aumentaron, en términos medios, un 4,3%, si bien los consumidores acogidos a los peajes de acceso 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 periodos⁵⁴.
- Desde enero de 2009 los peajes 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 (3.1 A y 6.1).

En términos comparativos, los peajes de acceso que han registrado mayores aumentos desde el establecimiento del déficit ex ante son los peajes de acceso aplicables a los clientes de media tensión (tarifas de acceso 3.1 A y 6.1). Por el contrario, cabe señalar que la facturación media de las tarifas de muy alta tensión (6.4) ha disminuido en términos acumulados el 26,5% en términos nominales desde enero de 2012 a enero de 2003.

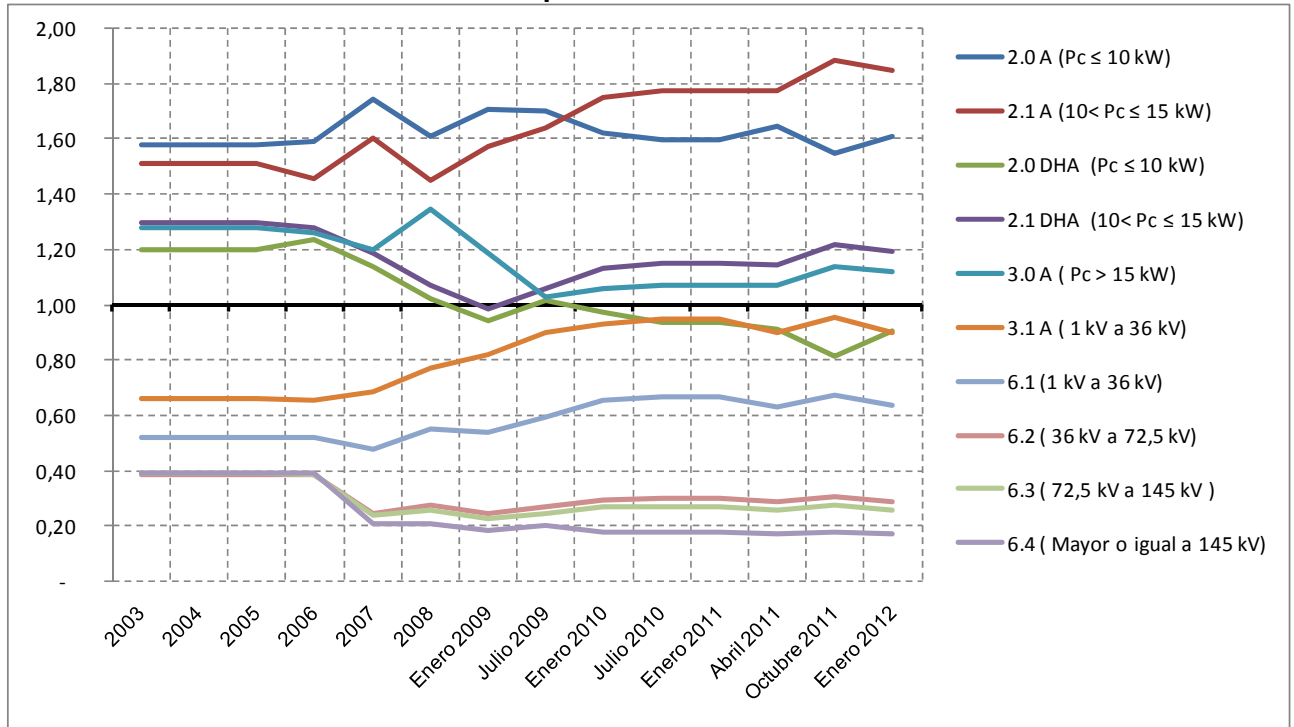
Cuadro 31. Variación de los peajes de acceso desde 2003 hasta enero de 2012, considerando el escenario de demanda previsto para 2010 fijo para todo el periodo analizado.

Peaje	2004 sobre 2003	2005 sobre 2004	2006 sobre 2005	2007 sobre 2006	2008 sobre 2007	Enero 2009 / Enero 2008	Julio 2009 / Enero 2009	2009 sobre 2008	Enero 2010 / Julio 2009	Julio 2010 / Enero 2010	Acumulado 2010	Enero 2011 / Julio 2010	Abril 2011 / Enero 2011	Octubre 2011 / Abril 2011	Enero 2012 / Octubre 2011	Acumulado: 2003-Enero 2012
PEAJES DE BAJA TENSION	1,5%	1,7%	3,4%	-0,9%	-11,4%	26,9%	15,0%	36,4%	11,9%	-2,2%	9,5%	0,0%	9,3%	-8,1%	10,6%	66,6%
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	1,5%	1,7%	4,2%	4,1%	-15,7%	34,2%	18,0%	46,3%	9,0%	-3,0%	5,7%	0,0%	10,8%	-11,5%	12,4%	74,1%
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	1,5%	1,7%	-0,5%	4,6%	-17,1%	36,9%	23,5%	33,0%	22,0%	0,0%	3,7%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	108,8%
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	1,5%	1,7%	6,8%	-12,6%	-18,0%	17,0%	27,3%	53,0%	9,6%	-5,3%	22,0%	0,0%	4,8%	-16,4%	21,2%	29,6%
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	1,5%	1,7%	1,9%	-12,0%	-17,3%	16,6%	27,1%	32,5%	22,0%	0,0%	22,0%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	57,5%
3.0 A (Pc > 15 kW)	1,6%	1,7%	1,9%	-9,9%	2,9%	11,5%	2,5%	12,9%	17,6%	0,0%	17,6%	0,0%	7,0%	0,0%	6,3%	49,2%
PEAJES DE ALTA TENSION	1,6%	1,7%	2,6%	-18,6%	3,6%	24,5%	30,0%	55,2%	22,1%	0,0%	22,1%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	83,7%
3.1 A (1 kV a 36 kV)	1,6%	1,7%	2,8%	-0,9%	2,7%	34,9%	30,0%	55,2%	18,2%	0,0%	18,2%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	133,4%
6.1 (1 kV a 36 kV)	1,6%	1,7%	2,8%	-13,0%	6,4%	23,2%	30,0%	41,7%	26,8%	0,0%	26,8%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	107,8%
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-39,3%	3,1%	13,1%	30,0%	30,0%	25,0%	0,0%	25,0%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	25,9%
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-40,7%	-1,4%	9,3%	30,0%	25,7%	24,1%	0,0%	24,1%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	12,9%
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	1,6%	1,7%	1,9%	-48,7%	-8,0%	9,4%	30,0%	25,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	2,0%	0,0%	2,0%	-26,5%
TOTAL	1,5%	1,7%	3,2%	-5,1%	-8,4%	26,3%	18,4%	37,9%	14,5%	-1,6%	12,6%	0,0%	7,3%	-6,0%	8,3%	70,7%

Fuente: Órdenes por las que establecen las tarifas eléctricas

⁵⁴ 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 27. Relación de facturación media de acceso por grupo tarifario respecto a la facturación media total, teniendo en cuenta las potencias y consumos previstos para 2010 durante todo el periodo. Años 2003-abril 2011.



Fuente: Órdenes por las que establecen las tarifas eléctricas

ANEXO 2. ESCENARIO BASE 2010-2020 EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Se describen a continuación las hipótesis consideradas en la elaboración de las previsiones de demanda, costes e ingresos de acceso para el periodo 2011-2020. Véanse **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**

1 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA

La demanda en b.c. prevista para el cierre del ejercicio 2011 y 2012 se corresponden con la última actualización remitida por el Operador del Sistema a efectos de la elaboración del Informe 39/2011 de la CNE sobre la Orden de peajes del ejercicio 2012.

Se ha estimado un incremento del 1,0 % y del 1,5% de la demanda en b.c. para los ejercicios 2013 y 2014, respectivamente. Desde 2015 a 2020 se aplica un incremento del 2,1%.

2 PARAMETROS EMPLEADOS EN LA ACTUALIZACIÓN DE COSTES

- Precios de mercado: se ha estimado que el precio medio aritmético del mercado para 2011 asciende a 50,97 €/MWh. El precio del mercado previsto para el periodo 2012-2014 asciende a 54,0 €/MWh, el precio del mercado previsto para el periodo 2015-2020 se corresponde con previsto en el Plan de Energías Renovables 2011-2020.
- IPC: Se ha supuesto un IPC del 3% en 2011 y 2% para el resto del periodo
- IPRI bienes de equipo: Se ha tomado el IPRI de bienes de equipo a noviembre de 2011 (1,2%) en 2012 y 2% para el resto del periodo.

Tipos de interés

- Obligaciones del Estado a 10 años: se ha considerado el promedio de las Obligaciones del Estado a 10 años a noviembre de 2011 (5,30%) para el ejercicio 2012 y un 4% para todo el periodo.
- EURIBOR a 3M: se ha tomado el Euribor a tres meses de noviembre de 2011 (1,505%)
- Tipo de interés de mercado: se aplica al cálculo de las anualidades de los déficit 2010, 2011 y 2012. Se ha estimado un tipo de interés del 1,89% para el ejercicio 2011 y del 2,134% para el ejercicio 2012, resultado de añadir al promedio del IRS a 1 año de noviembre 2010 y 2011, el promedio diario del diferencial CDS versus IRS a 1 año de noviembre de 2010 y 2011 (utilities con rating A e incluidas en el índice europeo DOW JONES TOTAL MARKET UTILITIES), respectivamente.
- Tipo de interés de FADE: se ha considerado el tipo de interés ponderado de las veinte primeras emisiones del Fondo de titulización (5,527%)

3 RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES REGULADAS

3.1 Coste de Transporte

La retribución de la actividad de transporte se ha estimado con las siguientes hipótesis:

- Instalaciones puestas en servicio antes del 1 de enero de 2008
La retribución base se actualiza de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 2819/1998, de 23 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica.
- Instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008
Se estima la retribución de cada una de las instalaciones de acuerdo con lo dispuesto en el Real Decreto 325/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad

de transporte de energía eléctrica para las instalaciones puestas en servicio a partir del 1 de enero de 2008.

Las nuevas inversiones para el periodo 2012-2020 se corresponden con una asignación lineal de las inversiones consideradas en la propuesta de planificación para el periodo 2012-2020, lo que implica una inversión anual para el periodo 2012- 2020 de 1000 M€.

3.2 Retribución a la distribución

La determinación de la retribución de la actividad de distribución se basa en lo dispuesto en el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. La fórmula de actualización de la retribución establecida en el artículo 8 del citado Real Decreto, precisa tanto del IPC interanual como del IPRI de bienes de equipo interanual correspondientes al mes de octubre.

3.3 Gestión Comercial

Se supone constante el coste de gestión comercial de los distribuidores para 2010 establecido en la Orden ITC/3519/2009 para todo el periodo.

3.4 Costes de diversificación y seguridad de abastecimiento

Régimen especial

La estimación de la prima equivalente anual del régimen especial es compleja porque en su determinación intervienen varios factores que no son constantes y presentan con carácter general una variación incierta en el tiempo. Se ha partido de la situación real a 30 de noviembre de 2011, y se establecen incrementos de la potencia instalada por tecnologías, exclusivamente para las inscritas en el registro de preasignación de la retribución, conforme a lo dispuesto en el RDL 1/2012. Se ha evaluado una reducción de la prima en 2011 de 490 M€ por la limitación de horas con tecnología solar fotovoltaica, establecida en el Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre.

Por otro lado, se contemplan la retribución total a tarifa y las primas vigentes, que se hacen evolucionar con los índices establecidos en la normativa. Los precios del mercado son los contemplados con carácter general en este ejercicio, pero se corrigen por determinados factores de estacionalidad y desvíos, según cada tecnología. No se ha supuesto cambios de instalaciones entre ventas a tarifa y a mercado. La tecnología eólica acogida al RD 436/2004 que vende su energía en el mercado, se ve afectada a partir del 2013 del “cap” y “floor” establecido en el Real Decreto 661/2007.

Moratoria Nuclear

El importe previsto en concepto de moratoria nuclear para los ejercicios 2011 y 2012 es el resultado de aplicar las cuotas correspondientes a la previsión de ingresos, el importe previsto para el periodo 2013-2015 se ha estimado teniendo en cuenta el importe pendiente de pago previsto a 31 de diciembre de 2011, el tipo de interés del Fondo de Titulización de Activos, la fecha límite de amortización (25 de octubre de 2015) y el desfase entre los flujos de ingresos y pagos del fondo.

Segunda parte del ciclo del combustible nuclear

Resulta de aplicar la tasa vigente a la previsión de ingresos por peajes de acceso.

Coste del servicio de interrumpibilidad

A partir de la información proporcionada por el Operador del sistema, se ha estimado el coste del servicio de gestión de demanda de interrumpibilidad para el ejercicio 2011. En particular, el coste

del servicio se ha estimado facturando individualmente a cada uno de los clientes supuesto un precio de mercado de 46,43 M€.

El coste del servicio de interrumpibilidad para el periodo comprendido entre 2013 y 2020, ambos inclusive, se ha estimado suponiendo que la demanda de este colectivo de consumidores aumenta como la demanda peninsular y se mantiene el descuento sobre el coste de energía que resulta de aplicar la fórmula descrita en la Orden ITC/2370/2007 al precio de mercado para el ejercicio 2012, con un máximo de 20 €/MWh.

3.5 Costes permanentes

Compensación extrapeninsular

En el Anexo 3 se describen las hipótesis tenidas en cuenta para la determinación de la compensación extrapeninsular para el periodo 2006-2011.

Los datos de producción prevista y costes totales (fijos y variables) previstos para 2012 corresponden a los estudios de demanda y cobertura de REE en los distintos SEIE.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2012						
SEIE	Producción prevista (GWh)	Coste variable (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total según OS	Costes adicionales (M€)	Costes totales (M€)
Baleares	4.402	378	233	611	15	626
Canarias UNELOO	8.332	1.400	386	1.785	44	1.829
Canarias COTESA	139	23	6	30	1	31
Ceuta	209	36	93	132	3	135
Melilla	221	44	80	124	3	128
Total	13.303	1.883	799	2.682	66	2.748

Nota: Los datos corresponden a las previsiones de REE de septiembre 2011 para el año 2012. En el caso de COTESA se ha utilizado como referencia la media aritmética de la producción del periodo julio - diciembre 2011. Los costes en Canarias se han repartido proporcionalmente a la producción entre UNELOO y COTESA. Los costes adicionales totales son una estimación anteriormente descrita que se reparte entre los SEIE según el coste total previsto por el OS.

En cuanto a la compensación en 2012, el artículo 5.4 de la Orden IET/3586/2011 considera que la compensación extrapeninsular alcanzará **1.893 M€** de los cuales el 25% (**473 millones euros**) serán financiados a cargo de los peajes de acceso y 75% (1.420 M€) correrán a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.

En las simulaciones de la cobertura de la demanda REE ha aplicado los parámetros actualizados del coste de combustible que son los valores definitivos para el primer semestre de 2011 y provisionales para el segundo semestre de 2011. Por otra parte, para el cálculo de la garantía de potencia REE ha aplicado los últimos parámetros publicados en la Resolución de 7 de marzo 2011 y los factores de disponibilidad y estacionalidad según la Resolución de 28 de septiembre 2010.

Para el periodo 2013-2014 se han realizado las siguientes suposiciones:

En la evolución de la producción de RO se supone un crecimiento de un 1% anual en los años 2013 y 2014.

El coste fijo para los años 2013 y 2014 aumenta con el IPC correspondiente que es 2% en todos los años considerados.

En el cálculo de los costes variables en los ejercicios de 2013 y 2014 se han aplicado los costes variables unitarios del año 2012, que son 86 €/MWh en Baleares, 168 €/MWh en Canarias, 183 €/MWh en Ceuta y 200 €/MWh en Melilla.

Utilizando la cotización a futuros de los precios de mercado a carga base para los años 2013 y 2014 en OMIP y aplicando un factor de apuntamiento península – SEIE (1,31) se prevé que los precios de mercado aplicables en los SEIE son de 69,32 €/MWh y 70,10 €/MWh, respectivamente.

El siguiente cuadro presenta los resultados para 2013 y 2014, indicando que el coste total contemplado por el OS será de 2.717 M€ y 2.752 M€, respectivamente. Si se tiene en cuenta los costes adicionales, anteriormente descritos, los costes totales en sendos años alcanzan los 2.875 y 2.912 M€, respectivamente:

Costes e ingresos previstos de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2013 - 2014							
SEIE		Producción prevista (GWh)	Coste variable (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total según OS (M€)	Costes adicionales (M€)	Costes totales (M€)
2013	Baleares	4.446	382	236	319	36	655
	Canarias	8.556	1.437	400	1.837	107	1.944
	Ceuta	211	39	95	134	8	142
	Melilla	223	45	82	127	7	134
	Total	13.436	1.902	815	2.717	158	2.875
2014	Baleares	4.490	386	242	328	36	664
	Canarias	8.641	1.462	408	1.859	108	1.967
	Ceuta	213	39	97	136	8	144
	Melilla	226	45	84	129	7	136
	Total	13.571	1.921	831	2.752	159	2.912

El coste de la compensación extrapeninsular para el periodo 2015-2020 se ha estimado suponiendo que se mantiene el coste medio de generación en régimen ordinario del ejercicio 2014 durante todo el periodo.

Operador del Sistema

Se actualiza la retribución establecida en la Orden ITC/3519/2009 para 2010 con el IPC previsto.

Comisión Nacional de Energía

Resulta de aplicar la tasa vigente a la previsión de ingresos por peajes de acceso.

Plan de Viabilidad de Elcogás

No se considera el Plan de Viabilidad de Elcogás, S.A. a partir de 2010.

Anualidades del déficit de ejercicios anteriores

Las anualidades destinadas al déficit de ejercicios anteriores se han calculado considerando las condiciones de aplicación establecidas en la normativa vigente.

Además de los déficit reconocidos hasta la fecha, se han incluido las anualidades correspondientes al desajuste del ejercicio 2010 (2.500 M€) y los déficit de 2011 (3.000 M€) y 2012 (1.500 M€), de acuerdo con lo establecido en la Disposición adicional vigesimoprimera de la Ley 54/1997, en la redacción dada por el Real Decreto Ley 6/2010 y el Real Decreto Ley 14/2010.

El tipo de interés utilizado en el cálculo de la anualidades de los déficit no cedidos es el Euribor a 3 meses para todos los déficit con la excepción del déficit de 2009 al que se añaden 20 puntos básicos y los déficit de los ejercicios 2010, 2011 y 2012, para los que se toma el tipo de interés de mercado.

Se han supuesto dos emisiones del Fondo de Titulización en el periodo 2012-2020:

- Una emisión el 30 de junio de 2012 por un importe de (8.806 M€) equivalente al importe pendiente de los derechos de cobro de los que las empresas han comunicado su compromiso irrevocable de cesión (3.306 M€)⁵⁵, el desajuste del ejercicio 2010 (2.500 M€) y el déficit del ejercicio 2011 (3.000 M€) a un tipo de interés equivalente al resultante de las veinte primeras emisiones (5,527%).
- Una emisión el 30 de junio de 2013 por un importe equivalente al importe déficit del ejercicio 2012 (1.500 M€) a un tipo de interés equivalente al resultante de las veinte primeras emisiones (5,527%).

Desajuste de ingresos de ejercicios posteriores

El desajuste de un ejercicio se imputa como mayor coste del ejercicio siguiente, según establece la normativa vigente.

3.6 Otros costes de acceso

Plan de eficiencia energética 2004-2012: A partir de 2011 no se imputa cuantía alguna por este concepto, de acuerdo con el Real Decreto-Ley 14/2010.

Limpieza de márgenes: No se considera importe alguno por este concepto.

Saldo del Operador del Mercado: no se ha considerado importe alguno por este concepto.

Saldo de pérdidas: no se ha considerado importe alguno por este concepto.

Saldo de pagos por capacidad: diferencia entre los ingresos y los costes de pagos por capacidad y el sobrecoste del proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS). Los ingresos resultan de aplicar a la demanda en b.c. peninsular de cada año el precio medio previsto para el cierre de 2011 (6,07 €/MWh). Para el cálculo del pago por capacidad se han considerado las incorporaciones de potencia previstas en el Informe Marco de la CNE sobre la demanda de electricidad y gas 2011-2015, y teniendo en cuenta el plazo de los 10 años del derecho a la percepción de los pagos correspondientes. Se considera que el incentivo a la disponibilidad resulta de aplicación hasta el 15 de diciembre de 2012 según se establece en la disposición adicional primera de la Orden ITC/3127/2011, de 17 de noviembre. El sobrecoste del proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro de 2012 se ha estimado teniendo en cuenta los costes totales previstos y los volúmenes de producción en la Resolución de 30 de diciembre de 2011, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se fijan las cantidades de carbón, el volumen máximo de producción y los precios de retribución de la energía, para el año 2012 a aplicar en el proceso de resolución de restricciones por garantía de suministro, para un escenario de precios de mercado de 54€/MWh. Para los siguientes años se ha considerado los volúmenes establecidos en la Resolución de 8 de febrero de 2011, los costes fijos de 2012 y los costes

⁵⁵ A la fecha de elaboración del presente informe queda pendiente de emitir a través de FADE 58.541 € de los déficit sobre los cuales las empresas han comunicado su compromiso irrevocable de cesión. Como resultado de considerar las 22 emisiones realizadas, las anualidades correspondientes al ejercicio 2012 se reducen en 1 M€ respecto las establecidas en la Orden IET 3586/2011.

variables de 2012 incrementados en un 2% anualmente. No se han tenido en cuenta las posibles revisiones que puedan derivarse de las liquidaciones definitivas de 2011 del mecanismo de RGS, excepto la que corresponda por el pago de los peajes de generación del año 2011.

4 INGRESOS DE ACCESO

Los ingresos por peajes de acceso para el cierre de 2011 y 2012 se estiman aplicando los peajes establecidos en la normativa vigente a la demanda prevista para 2011 y 2012, según la última previsión del Operador del Sistema aportada a efectos de la elaboración del Informe 39/2011. Los ingresos por peajes de acceso correspondientes a los años 2013-2020 se han estimado suponiendo que se mantiene la estructura de consumos correspondiente al ejercicio 2012 en el periodo 2013-2020 y los precios vigentes en 2012.

Cuadro 32. ESCENARIO BASE DE INGRESOS Y COSTES 2011-2020. MILES €

Demanda (GWh)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda b.c.	271.895	271.895	274.613	278.733	284.307	289.993	295.793	302.597	309.556	316.676
Demanda en consumo	249.155	249.319	251.105	254.871	259.969	265.168	270.471	276.692	283.056	289.566
Coste de acceso (miles €)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coste Transporte	1.534.426	1.722.434	1.870.447	2.019.443	2.169.366	2.320.178	2.471.838	2.624.300	2.777.518	2.931.443
Instalaciones anteriores a 1998	659.608	683.499	693.068	702.771	712.609	722.586	732.702	742.960	753.361	763.908
Instalaciones puesta en servicio entre 1998-2007	432.687	450.185	456.488	462.879	469.359	475.930	482.593	489.349	496.200	503.147
Instalaciones puesta en servicio a partir de 2008	298.255	434.317	564.297	695.006	826.387	958.398	1.090.992	1.224.123	1.357.739	1.491.786
Instalaciones extrapeninsulares	143.876	154.433	156.595	158.787	161.010	163.265	165.550	167.868	170.218	172.601
Coste Distribución	5.239.313	5.466.157	5.723.359	5.986.091	6.254.538	6.527.264	6.804.343	7.086.895	7.374.015	7.665.780
Distribuidores > 100.000 clientes	4.869.993	5.093.090	5.341.591	5.593.870	5.849.983	6.109.990	6.373.948	6.641.918	6.913.962	7.190.141
Distribuidores < 100.000 clientes	359.320	373.067	381.768	392.222	404.554	417.275	430.395	444.977	460.053	475.639
Limpieza de márgenes	10.000									
Coste Gestión Comercial	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591
Costes de diversificación	7.516.878	7.836.608	8.808.986	9.856.234	10.142.814	10.091.221	9.775.787	9.793.599	9.802.999	9.792.661
Moratoria nuclear	51.676	53.973	76.233	63.528	50.822	0	0	0	0	0
2º ciclo de combustible nuclear	129	136	136	138	141	143	146	150	153	157
Servicio Interrumpibilidad	589.072	561.499	586.033	594.823	642.299	691.435	742.281	797.221	840.046	859.367
Prima RE	6.876.000	7.221.000	8.146.584	9.197.746	9.449.553	9.399.642	9.033.360	8.996.228	8.962.800	8.933.137
Plan de ahorro y eficiencia energética										
Costes Permanentes	1.358.888	538.038	65.545	66.730	68.064	69.426	70.814	72.312	73.841	75.403
CNE	23.901	25.214	25.134	25.511	26.021	26.542	27.073	27.695	28.332	28.984
Operador del Sistema	39.032	39.618	40.410	41.219	42.043	42.884	43.741	44.616	45.509	46.419
Operador del Mercado										
Compensación extrapeninsular (1)	1.295.955	473.206	0	0	0	0	0	0	0	0
(Compensación extrapeninsular financiada PGE)	256.400	1.419.617	1.928.368	1.955.902	1.914.149	1.871.336	1.827.463	1.787.285	1.745.796	1.702.989
CTC's/ELCOGÁS a partir 2007										
Anualidades déficit actividades reguladas	2.089.637	2.237.472	2.414.013	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864
Otros costes de acceso										
Total costes de acceso (miles €) (A)	17.965.733	18.027.300	19.108.940	20.584.954	21.291.238	21.664.545	21.779.237	22.233.562	22.684.829	23.121.742
Otros Costes (+)/Ingresos (-) liquidables (B)	-626.869	756.066	2.949.736	7.744.919	13.269.004	19.083.149	24.854.382	30.314.303	35.799.642	41.327.755
Déficit (+)/ superávit(-) pagos por capacidad	-608.837	-286.621	-560.769	-582.845	-1.123.993	-1.261.479	-1.393.386	-1.529.391	-1.618.130	-1.678.631
Desajuste de ejercicios anteriores	53.943	1.277.095	3.510.506	8.327.764	14.392.997	20.344.628	26.247.768	31.843.695	37.417.772	43.006.386
Otros ingresos(-)/costes(+) de ejercicios anteriores	-71.976	-234.408								
Total costes liquidados (miles €) (C) = (A) + (B)	17.338.864	18.783.367	22.058.677	28.329.873	34.560.242	40.747.694	46.633.619	52.547.865	58.484.471	64.449.498
Ingresos de acceso peajes vigentes (miles €) (D)	13.061.768	13.772.861	13.730.913	13.936.876	14.215.614	14.499.926	14.789.925	15.130.093	15.478.085	15.834.081
% variación sobre año anterior	2,4%	5,4%	-0,3%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%
Peajes de acceso	12.492.954	13.184.092	13.278.523	13.477.701	13.747.255	14.022.200	14.302.644	14.631.605	14.968.131	15.312.399
Facturación reactiva y excesos potencia	305.362	305.362	307.549	312.162	318.406	324.774	331.269	338.888	346.683	354.656
Facturación generadores	142.840	143.407	144.841	147.013	149.953	152.953	156.012	159.600	163.271	167.026
Facturación Orden ITC/1656/2009	120.613	140.000								
Límite Real Decreto-Ley 6/2010 (D)	3.000.000	1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Desajuste del ejercicio (D) - [(C) - (E)]	-1.277.095	-3.510.506	-8.327.764	-14.392.997	-20.344.628	-26.247.768	-31.843.695	-37.417.772	-43.006.386	-48.615.417

Fuente: CNE

Cuadro 33. ESCENARIO BASE DE INGRESOS Y COSTES 2011-2020 CON FINANCIACIÓN COMPENSACIÓN EXTRAPENINSULAR. MILES €

Coste de acceso (miles €)	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Coste Transporte	1.534.426	1.722.434	1.870.447	2.019.443	2.169.366	2.320.178	2.471.838	2.624.300	2.777.518	2.931.443
Instalaciones anteriores a 1998	659.608	683.499	693.068	702.771	712.609	722.586	732.702	742.960	753.361	763.908
Instalaciones puesta en servicio entre 1998-2007	432.687	450.185	456.488	462.879	469.359	475.930	482.593	489.349	496.200	503.147
Instalaciones puesta en servicio a partir de 2008	298.255	434.317	564.297	695.006	826.387	958.398	1.090.992	1.224.123	1.357.739	1.491.786
Instalaciones extrapeninsulares	143.876	154.433	156.595	158.787	161.010	163.265	165.550	167.868	170.218	172.601
Coste Distribución	5.239.313	5.466.157	5.723.359	5.986.091	6.254.538	6.527.264	6.804.343	7.086.895	7.374.015	7.665.780
Distribuidores > 100.000 clientes	4.869.993	5.093.090	5.341.591	5.593.870	5.849.983	6.109.990	6.373.948	6.641.918	6.913.962	7.190.141
Distribuidores < 100.000 clientes	359.320	373.067	381.768	392.222	404.554	417.275	430.395	444.977	460.053	475.639
Limpieza de márgenes	10.000									
Coste Gestión Comercial	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591	226.591
Costes de diversificación	7.516.878	7.836.608	8.808.986	9.856.234	10.142.814	10.091.221	9.775.787	9.793.599	9.802.999	9.792.661
Moratoria nuclear	51.676	53.973	76.233	63.528	50.822	0	0	0	0	0
2º ciclo de combustible nuclear	129	136	136	138	141	143	146	150	153	157
Servicio Interrumpibilidad	589.072	561.499	586.033	594.823	642.299	691.435	742.281	797.221	840.046	859.367
Prima RE	6.876.000	7.221.000	8.146.584	9.197.746	9.449.553	9.399.642	9.033.360	8.996.228	8.962.800	8.933.137
Plan de ahorro y eficiencia energética										
Costes Permanentes	1.358.888	1.701.255	1.737.512	1.766.232	1.725.813	1.684.361	1.641.877	1.603.197	1.563.237	1.521.991
CNE	23.901	25.214	25.134	25.511	26.021	26.542	27.073	27.695	28.332	28.984
Operador del Sistema	39.032	39.618	40.410	41.219	42.043	42.884	43.741	44.616	45.509	46.419
Operador del Mercado										
Compensación extrapeninsular (1)	1.295.955	1.636.423	1.671.968	1.699.502	1.657.749	1.614.936	1.571.063	1.530.885	1.489.396	1.446.589
(Compensación extrapeninsular financiada PGE)	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400	256.400
CTC's/ELCOGÁS a partir 2007										
Anualidades déficit actividades reguladas	2.089.637	2.237.472	2.414.013	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864	2.429.864
Otros costes de acceso										
Total costes de acceso (miles €) (A)	17.965.733	19.190.517	20.780.908	22.284.456	22.948.987	23.279.480	23.350.300	23.764.447	24.174.225	24.568.331
Otros Costes (+)/Ingresos (-) liquidables (B)	-626.869	756.066	4.112.953	10.580.104	17.803.691	25.275.585	32.661.754	39.692.738	46.708.962	53.726.471
Déficit (+)/ superávit(-) pagos por capacidad	-608.837	-286.621	-560.769	-582.845	-1.123.993	-1.261.479	-1.393.386	-1.529.391	-1.618.130	-1.678.631
Desajuste de ejercicios anteriores	53.943	1.277.095	4.673.723	11.162.949	18.927.683	26.537.064	34.055.139	41.222.129	48.327.092	55.405.102
Otros ingresos(-)/costes(+) de ejercicios anteriores	-71.976	-234.408								
Total costes liquidados (miles €) (C) = (A) + (B)	17.338.864	19.946.584	24.893.862	32.864.560	40.752.678	48.555.065	56.012.054	63.457.185	70.883.187	78.294.802
Ingresos de acceso peajes vigentes (miles €) (D)	13.061.768	13.772.861	13.730.913	13.936.876	14.215.614	14.499.926	14.789.925	15.130.093	15.478.085	15.834.081
% variación sobre año anterior	2,4%	5,4%	-0,3%	1,5%	2,0%	2,0%	2,0%	2,3%	2,3%	2,3%
Peajes de acceso	12.492.954	13.184.092	13.278.523	13.477.701	13.747.255	14.022.200	14.302.644	14.631.605	14.968.131	15.312.399
Facturación reactiva y excesos potencia	305.362	305.362	307.549	312.162	318.406	324.774	331.269	338.888	346.683	354.656
Facturación generadores	142.840	143.407	144.841	147.013	149.953	152.953	156.012	159.600	163.271	167.026
Facturación Orden ITC/1656/2009	120.613	140.000								
Límite Real Decreto-Ley 6/2010 (D)	3.000.000	1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0
Desajuste del ejercicio (D) - [(C) - (E)]	-1.277.095	-4.673.723	-11.162.949	-18.927.683	-26.537.064	-34.055.139	-41.222.129	-48.327.092	-55.405.102	-62.460.721

Fuente: CNE

ANEXO 3. CALCULOS DE LAS MEDIDAS PROPUESTAS RELACIONADAS CON LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

1. RETRIBUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE TRANSPORTE CONSIDERANDO LA AMORTIZACIÓN Y LA RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO (ACTIVOS PUESTOS EN MARCHA ENTRE 1998 Y 2007)

	BASE					
Instalaciones 98-07	2012	2012	2013	2014	2015	2016
Retribución sin medida (M€)	450	450	456	463	469	476
Diferencia (M€)	0	48	59	69	80	91
Retribución con medida amortización instalaciones 1998-2007 (M€)	450	402	398	393	389	385
Inversión	333	285	279	273	267	261
OM	117	117	119	120	122	124
1998	0	12				
Inversión	11,54	8,84	8,64	8,45	8,26	8,06
Amortización	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81	3,81
Retribución Financiera	7,72	5,02	4,83	4,63	4,44	4,25
OyM	2,91	2,91	2,95	2,99	3,03	3,07
1999	0,01	7,70				
Inversión	6,93	5,41	5,29	5,17	5,05	4,94
Amortización	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24	2,24
Retribución Financiera	4,70	3,17	3,05	2,94	2,82	2,70
OyM	2,30	2,30	2,33	2,36	2,40	2,43
2000	0,01	14,88				
Inversión	12,19	9,68	9,48	9,27	9,06	8,85
Amortización	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84	3,84
Retribución Financiera	8,35	5,85	5,64	5,43	5,22	5,01
OyM	5,19	5,19	5,26	5,34	5,41	5,49
2001	0,01	34,34				
Inversión	28,08	22,74	22,25	21,76	21,28	20,79
Amortización	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64	8,64
Retribución Financiera	19,44	14,10	13,61	13,12	12,64	12,15
OyM	11,61	11,61	11,77	11,93	12,10	12,27
2002	0,01	63,69				
Inversión	51,45	42,46	41,56	40,66	39,76	38,86
Amortización	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47	15,47
Retribución Financiera	35,98	26,98	26,08	25,18	24,28	23,38
OyM	21,24	21,24	21,54	21,84	22,14	22,45
2003	0,01	40,92				
Inversión	35,89	30,19	29,56	28,92	28,29	27,66
Amortización	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56	10,56
Retribución Financiera	25,34	19,64	19,00	18,37	17,74	17,10
OyM	10,73	10,73	10,88	11,03	11,19	11,34
2004	0,01	55,00				
Inversión	43,85	37,60	36,82	36,04	35,26	34,48
Amortización	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62	12,62
Retribución Financiera	31,23	24,99	24,20	23,42	22,64	21,86
OyM	17,40	17,40	17,64	17,89	18,14	18,39
2005	0,01	44,51				
Inversión	35,98	31,46	30,81	30,16	29,52	28,87
Amortización	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13	10,13
Retribución Financiera	25,84	21,32	20,68	20,03	19,38	18,74
OyM	13,05	13,05	13,23	13,42	13,61	13,80
2006	0,01	65,84				
Inversión	52,60	46,89	45,94	44,98	44,03	43,08
Amortización	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51	14,51
Retribución Financiera	38,09	32,38	31,42	30,47	29,52	28,57
OyM	18,95	18,95	19,22	19,49	19,76	20,04
2007	0,01	63,34				
Inversión	54,59	49,63	48,63	47,63	46,64	45,64
Amortización	14,76	14,76	14,76	14,76	14,76	14,76
Retribución Financiera	39,83	34,87	33,87	32,88	31,88	30,88
OyM	13,71	13,71	13,90	14,10	14,30	14,50

2. CÁLCULO DE LA RETRIBUCIÓN DE LOS ACTIVOS DE DISTRIBUCIÓN CONSIDERANDO SU AMORTIZACIÓN Y RETRIBUCIÓN DEL VALOR NETO

En este Anexo se calcula la retribución que hubiera sido asignada en el periodo regulatorio 2008-2012 si se hubiera tenido en cuenta la amortización, tanto de los activos incluidos en la retribución base 2008 como los activos correspondientes al incremento de actividad (Y) en cada ejercicio del periodo, y se hubiera retribuido el activo neto.

Para ello se parte del artículo 7 del Real Decreto 222/2008 sobre “Propuesta de nivel de retribución de referencia para el cálculo de la retribución de la distribución”, donde la retribución del ejercicio 2008 debería haber obedecido a la siguiente formulación:

$$R_{i2008} = (CI_{i2008} + COM_{i2008} + OCD_{i2008}) = ((A_{i2008} + Rf_{i2008}) + COM_{i2008} + OCD_{i2008})$$

El coste de inversión CI contenido en la retribución base se iguala a la suma de un término de amortización lineal del inmovilizado y un término de retribución del *activo neto*. La retribución total de la distribución para el ejercicio 2008 fue establecida mediante la Resolución de 17 de mayo de 2010 de la DGPEM, por la que se fija la retribución de las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes conectados a sus redes, ascendió para el conjunto de ellas a 4.061.204 miles de €, como consecuencia de aplicar la actualización prevista en la DA 1ª de dicho Real Decreto, donde se fija la retribución de 2007.

De dicha retribución según la información regulatoria de costes, un 65% corresponde a la retribución sobre la inversión y un 35% a los costes de operación y mantenimiento. Teniendo en cuenta dicha proporción, la retribución se desglosa en las siguientes partidas:

Cuadro. Desglose de la retribución de la distribución en 2008

Retribución 2008 (miles de €)	4.061.204
Costes de inversión	2.639.783
Costes de O&M	1.421.421

De acuerdo con la fórmula anterior, la retribución sobre la inversión se desglosa en amortización (considerando una vida útil residual de dichos activos de 23 años, según la información regulatoria) y en retribución financiera del activo neto considerando una tasa de retribución del 7,43% para 2008. Dicha tasa se ha calculado, tal y como se establece en el artículo 7 del Real Decreto 222/2008, según el coste de capital medio ponderado (WACC) representativo de la actividad de distribución.

Por tanto:

$$CI_{i2008} = ((A_{i2008} + Rf_{i2008}) = [IB_{i2008}/40] + [IN_{i2008} * TR]$$

A partir de esta fórmula se obtiene que:

$$A_{i2008} = CI_{i2008}/[1+TR*(40-x)]$$

Siendo x la edad media de las instalaciones, que en este caso es de 17 años. Según este desglose los costes de inversión en 2008 son los siguientes:

Cuadro: Desglose de los costes de inversión de 2008

Costes de inversión (miles de €)	2.639.783
Amortización	1.001.967
Retribución Financiera	1.637.816

Para evolucionar estas partidas de costes hasta 2012, se ha actualizado el valor bruto y el valor neto a efectos de retribuirlo a una tasa real. La retribución financiera del activo neto va disminuyendo de tal manera que cuando finalice la vida útil regulatoria de las instalaciones, dicha retribución financiera será cero.

Así mismo, de acuerdo con el artículo 8 del Real Decreto 222/2008, se va incorporando nuevo inmovilizado a la actividad de distribución asociado al aumento de actividad, cuya retribución (Y) ha sido debidamente considerada en los distintos informes de retribución de la actividad, plasmados finalmente en las sucesivas Órdenes Ministeriales de tarifas de acceso. Por lo tanto, también van a ser consideradas las amortizaciones de los activos asociados a los incrementos de retribución por aumento de actividad (Y) a lo largo de los distintos ejercicios. La retribución asociada a dichos nuevos inmovilizados incorporados desde 2008 son los que se muestran en la siguiente tabla:

Cuadro: Retribuciones incrementales periodo 2009-2012

	2009	2010	2011	2012
Y (miles de €)	219.727	268.666	233.670	171.087

Con esta información es posible aplicar anualmente el método contable (amortización y retribución del activo neto), hasta llegar a una retribución para el ejercicio 2012. En el cuadro siguiente se resume esta evolución hasta 2012:

Cuadro: Diferencia de retribución 2012 según metodología

Retribución	2008	2009	2010	2011	2012
Retribución Inicial	4.061	4.073	3.978	3.918	3.883
Inversión	2.640	2.621	2.533	2.467	2.416
Amortización	1.002	1.024	1.019	1.023	1.034
Retribución Financiera	1.638	1.597	1.514	1.444	1.383
OyM	1.421	1.452	1.445	1.451	1.467
Y2009		220	219	217	217
Y2010			269	270	269
Y2011				234	237
Y2012					171
Retribución total con medida	4.061	4.293	4.466	4.638	4.777
Retribución total sin medida	4.061	4.438	4.684	4.870	5.093
Diferencia	0	146	218	232	316

Partiendo de estos resultados, y aplicando el método contable (amortización y retribución del valor neto, se calcula la evolución de la retribución de la actividad de distribución de este colectivo de empresas de más de 100.000 clientes para el siguiente periodo regulatorio. En todos los años del periodo 2013-2020 se ha considerado el mismo incremento de la retribución por aumento de actividad (Y) que el utilizado provisionalmente para el ejercicio 2012, esto es, 171.087 miles de €.

El impacto económico anual estimado de dicha medida, asciende pues a 316 M€ en 2012, 421 M€ en 2013, 531 M€ en 2014 y 647 M€ en 2015.

Amortización de los activos y retribución del valor neto (2013-2016)

Retribución	2012	2013	2014	2015	2016
Retribución Inicial	4.777	4.749	4.720	4.688	4.655
Inversión	3.105	3.052	2.997	2.939	2.879
Amortización	1.328	1.349	1.369	1.390	1.411
Retribución Financiera	1.777	1.703	1.628	1.549	1.468
OyM	1.672	1.697	1.723	1.749	1.776
Y2012		171,09	171,58	172,04	172,48
Y2013			171,09	171,58	172,04
Y2014				171,09	171,58
Y2015					171,09
Y2016					
Y2017					
Y2018					
Y2019					
Retribución total con medida	4.777	4.921	5.063	5.203	5.342
Retribución total sin medida	5.093	5.342	5.594	5.850	6.110
Diferencia	316	421	531	647	768

ANEXO 4. COSTES E INGRESOS REALES DE LA PRODUCCIÓN EN RÉGIMEN ORDINARIO EN LOS SISTEMAS INSULARES Y EXTRAPENINSULARES (SEIE)

1. EVOLUCIÓN DEL EXTRACOSTE SEIE EN EL PERÍODO 2006 – 2010

Las actividades para el suministro de energía eléctrica en los SEIE se rigen por una reglamentación singular debida fundamentalmente al tamaño reducido de estos territorios y a su aislamiento. Como consecuencia de ello, en las instalaciones de producción de electricidad existen limitaciones en el tamaño de los grupos de generación y en las tecnologías, y además, el requerimiento de reserva de potencia rodante es superior al de la península. Estos factores, entre otros, conducen a que el coste de la actividad de producción sea superior en los SEIE con respecto a la península. La regulación correspondiente a los SEIE se diferencia de la regulación peninsular en lo referente a la actividad de producción, donde se establece un régimen económico regulado de costes reconocidos.

La siguiente tabla resume la evolución de la producción eléctrica en régimen ordinario y sus costes diferenciando entre la compensación SEIE (o extracoste) y el precio horario de mercado peninsular aplicable en los SEIE.

<i>Evolución extracoste SEIE</i>	2006	2007	2008	2009	2010
Compensación	[millones Eur]				
<i>Referencia a notas:</i>	(3, 7)	(3, 6)	(3, 5)	(3, 4)	(1, 2)
Total general (IB+IC+CM)	1.082	1.338	1.625	1.324	1.641
IB - Baleares	284	405	487	424	503
IC - Canarias	743	874	1.048	824	1.043
CM - Ceuta & Melilla	55	58	91	77	94
Coste total unitario	[Eur / MWh]				
<i>Costes unitarios reconocidos a la generación en régimen ordinario</i>					
Total general (media ponderada)	139,59	137,99	176,75	138,07	166,13
IB - Baleares	115,20	116,52	153,11	119,99	141,45
Compensación unitaria	49,75	69,12	81,66	73,04	89,91
Coste unitario PMP (peninsular)	65,45	47,40	71,45	46,96	51,54
IC - Canarias	153,52	149,29	188,35	145,87	177,54
Compensación unitaria	89,56	102,04	119,57	98,95	126,65
Coste unitario PMP (peninsular)	63,97	47,25	68,79	46,92	50,90
CM - Ceuta & Melilla	204,27	213,42	273,99	235,41	270,13
Compensación unitaria	151,34	150,33	224,43	187,43	222,51
Coste unitario PMP (peninsular)	52,94	63,08	49,56	47,98	47,62
Producción en régimen ordinario	[GWh / año]				
Total general (IB+IC+CM)	14.369	14.822	15.129	14.534	14.256
IB - Baleares	5.705	5.866	5.964	5.799	5.593
IC - Canarias	8.300	8.569	8.761	8.324	8.239
CM - Ceuta & Melilla	364	386	404	410	423

Notas:
(1) Los datos de 2010 corresponden al Informe de la CNE de 26/01/2012, a falta de la Resolución definitiva.
(2) La compensación de 2010 incluye: ingresos por recaudación de cuota extrapeninsular, remanente 2009, liquidación nº 14 de 2010, PGE 2011 y el déficit que todavía está pendiente de ser pagado.
(3) Los datos de 2006 a 2009, ambos inclusive, se corresponden con las correspondientes Resoluciones de cierre definitivo de la DGPYM.
(4) Los datos de 2009 corresponden a la Resolución del 30/12/2010. Se imputará la producción y costes definitivos del último trimestre de 2008 al año 2008, sin restarlo de los valores de 2009.
(5) Los datos de 2008 corresponden a la Resolución del 30/12/2009 y a la de 30/12/2010 en cuanto a la producción y costes definitivos del último trimestre de 2008 al año 2008. La compensación de 2008 contiene la liquidación a cuenta procedente del pago de la electricidad generada a precio de mercado diario, la compensación provisional y el valor definido como "pendiente de cobrar" según la referida Resolución.
(6) Los datos de 2007 corresponden a la Resolución del 30/12/2009. El total de PMP en 2007 se refiere a los pagos por OMEL y REE y la venta a la tarifa D. Hay que tener en cuenta en las liquidaciones definitivas de los años 2008 - 2006 que había una diferencia de 12,91M€ entre la propuesta de la CNE y la Resolución.
(7) Los datos de 2006 corresponden a la Resolución del 30/12/2009. El total de PMP en 2007 se refiere a los pagos por OMEL y REE y la venta a la tarifa D. Hay que tener en cuenta en las liquidaciones definitivas de los años 2008 - 2006 que había una diferencia de 12,91M€ entre la propuesta de la CNE y la Resolución.

2. SOBRECOSTE DE GENERACIÓN SEIE EN 2011

La producción en los SEIE en 2011 alcanza 14 TWh a la cual corresponde un coste total contemplado por el OS de 2.438 M€. Además, existen unos costes adicionales no considerados por el OS que a juicio de la CNE alcanzarán 82 M€ (en concepto de inversiones recurrentes, desajustes de derechos de emisión y combustibles auxiliares), lo que significa un coste total de 2.520 M€.

Cabe destacar que, probablemente, los costes definitivos se aumentarán considerablemente con respecto a las liquidaciones actuales debido, en gran medida, al incremento de los precios provisionales reconocidos de los combustibles utilizados por los grupos generadores en RO en los SEIE.

Costes de la generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011						
SEIE	Producción (GWh)	Coste variable (M€)	Coste fijo (M€)	Coste total según OS	Costes adicionales* (M€)	Costes totales* (M€)
Baleares	5.400	480	238	718	21	742
Canarias	8.274	1.318	288	1.606	51	1.659
Ceuta	203	34	22	56	2	58
Melilla	207	37	21	58	2	60
Total	14.085	1.869	569	2.438	82	2.520

Nota: Los datos corresponden a la liquidación del OS de la siguiente manera: ene-11: CG; feb-sep-11: OS; oct-dic: 11:CG.
(*): previsión

De acuerdo con las liquidaciones actuales, el OS ha liquidado 926 millones de euros por la producción RO SEIE a precios de mercado peninsular, indicando que la compensación, sin contar con los referidos costes adicionales, debe ser de **1.513 millones de euros**. Hasta el 23 de enero de 2012 se ha realizado el pago, por parte de la CNE, de 773 millones de euros a cargo de la recaudación por la cuota extrapeninsular, quedando pendiente de pagar 739 millones de euros.

La Disposición adicional 5ª del Real Decreto-ley 20/2011, de 30 de diciembre, de medidas urgentes en materia presupuestaria, tributaria y financiera para la corrección del déficit público, determina⁵⁶ que los PGE de 2012 cubrirán el 17% de la compensación SEIE o como máximo 256,40 M€. Esto implica, que el déficit en los SEIE alcanzará, como mínimo, 483 M€, sin contar con los costes adicionales que el OS no contempla.

Ingresos de generación en régimen ordinario en los SEIE, 2011						
SEIE	Liquidación de REE (M€)	Compensación prevista (sin costes adicionales) (M€)	Recaudación por cuota extrapen. (M€)	PGE 2012* (M€)	Total Ingresos (M€)	Pendiente de pagar (sin costes adicionales) (M€)
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)=A+C+D	(F)=B-E
Baleares	331	357	187	31	506	109
Canarias	630	1.067	638	131	1.268	317
Ceuta	13	11	23	7	43	13
Melilla	13	15	21	6	45	13
Total	926	1.513	773	256	1.955	483

Nota (*) según RDL 20/2011. DAb*. El reparto de los ingresos de PGE entre los SEIE se realiza según el porcentaje de la compensación en cada SEIE sobre el total.

Teniendo en cuenta los costes totales (entre los que se incluyen los adicionales) y los ingresos previstos, el saldo de la generación en los SEIE muestra actualmente un déficit de **565 M€**, que previsiblemente irá aumentando con el ajuste de las liquidaciones.

Saldo de los costes e ingresos por la generación eléctrica en RO, 2011			
SEIE	Costes (M€) (A)	Ingresos (M€) (B)	Saldo (M€) (C)=(B)-(A)
Total	2.520	1.955	-565

⁵⁶ RDL 20/2011: DA Quinta. *Compensaciones por los extracostes de generación de los Sistemas Eléctricos Insulares y Extrapeninsulares.*

Uno. El porcentaje correspondiente al ejercicio 2011 al que se refiere el párrafo segundo de la disposición adicional primera «Financiación del extracoste de generación en el régimen insular y extrapeninsular» 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, será del 17%.

Dos. En cualquier caso, la cuantía máxima que por dicha compensación se asumirá con cargo a los Presupuestos Generales del Estado del ejercicio 2012 será la consignada en la partida presupuestaria 20.18.425A.748 "A la Comisión Nacional de Energía (CNE) para atender el extracoste de generación al que se refiere la disposición adicional 1.ª del Real Decreto-ley 6/2009" por importe de 256.400,00 miles de euros.

ANEXO 5. MEDIDAS ADICIONALES RESPECTO A LA TECNOLOGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

1.- MODIFICACIÓN TEMPORAL DE LAS PRIMAS Y TARIFAS

Descripción de la medida: modificación de la senda temporal de las primas a percibir por las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación, pero sin acta definitiva de puesta en servicio– Tipo de actuación: Ley

En el registro de preasignación correspondiente a las fases 2, 3 y 4 de la tecnología solar termoeléctrica figuran inscritas en torno a 1.600 MW que aún no disponen de acta definitiva de puesta en marcha.

La medida propuesta consiste en la modificación de la senda de primas, disminuyendo en los primeros años el valor de las primas incrementando en años posteriores dichas primas. La modificación de las primas (minoración en los primeros años e incremento en años posteriores), cabría realizarlo de forma que el valor actual de los pagos realizados bajo la nueva senda de primas fuera equivalente al valor actual que se obtiene con la evolución de primas bajo el esquema retributivo actual. Por tanto, el valor actual de la retribución ante el esquema de primas actual y el esquema de primas laminado sería similar.

La propuesta tiene por objeto suavizar la evolución temporal de la senda de retribución que percibirían estas instalaciones de forma que en el contexto actual de déficit de tarifa, el incremento de costes que supone para el sistema la entrada en funcionamiento de estas centrales en los próximos años sea menor, obteniendo los propietarios de estas instalaciones unos mayores ingresos en el futuro. El criterio de determinación de la senda retributiva alternativa, sería la equivalencia entre sendas retributivas en valor actual (valor descontado de los flujos de caja de los proyectos).

A modo ilustrativo, se presentan a continuación posibles esquemas retributivos alternativos. Los esquemas retributivos alternativos que se plantean se caracterizan por una reducción de primas en los años 2013, 2014, 2015 y 2016, y un incremento de la prima (respecto el nivel vigente) en el año 2017 y posteriores (hasta el año 2037 dado que el periodo retributivo se mantiene durante 25 años).

Concretamente, se plantean, a efectos de ilustrar la medida, y realizar una estimación inicial del alcance económico de la medida, tres esquemas retributivos alternativos:

- Escenario B (25/50/75/100/106): bajo este escenario se supone que la prima en 2013 es un 25% de la prima vigente (escenario base), la prima en 2014 es un 50% de la del escenario base, en 2015 la prima se situaría en un 75% de la prima en el escenario base para ese año, en 2016 las primas serían iguales (100%) y en el año 2017 y posteriores la prima bajo el esquema alternativo sería un 106% de la prima del escenario base.
- Escenario C (40/40/80/90/105): definido de forma similar al anterior. Reducciones en los años 2013 a 2016 y primas superiores en el año 2017 en adelante.
- Escenario D (30/40/50/60/110). Definido de forma similar.

Tal y como se ha señalado, en los tres escenarios alternativos el valor actual de los pagos es equivalente al valor actual de los pagos estimados bajo el esquema retributivo vigente.

El cuadro siguiente resume el valor anual de las primas en M€ en el periodo 2013-2017 para cada uno de los escenarios planteados.

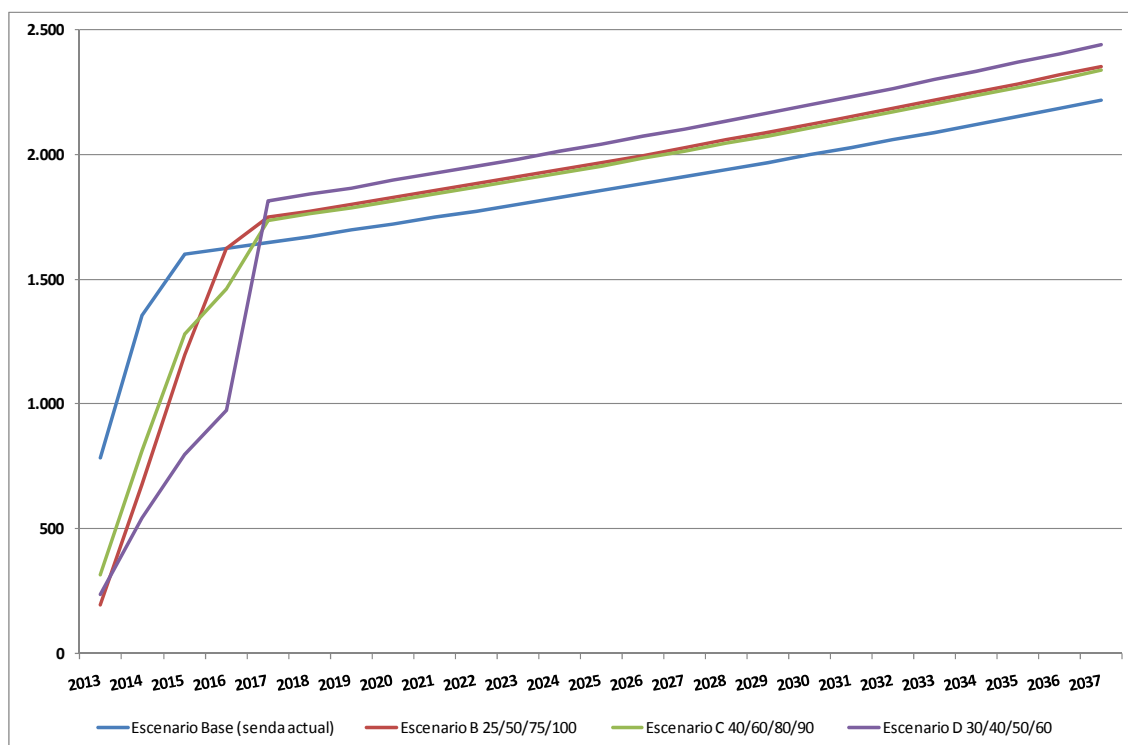
Cuadro 34. Sendas de retribución (M€) para las instalaciones solares termoeléctricas (fase 2, 3 y 4) bajo el esquema actual y esquemas alternativos de primas (equivalentes en valor actual)

Prima anual Termosolar (M€)	2013	2014	2015	2016	2017
ESCENARIO A (BASE)	783	1.353	1.598	1.622	1.646
ESCENARIO B: 25/50/75/100/106	196	677	1.199	1.622	1.747
<i>Diferencia (A) - (B)</i>	<i>587</i>	<i>677</i>	<i>400</i>	<i>0</i>	<i>-100</i>
ESCENARIO C: 40/40/80/90/105	313	812	1.279	1.460	1.736
<i>Diferencia (A) - (C)</i>	<i>470</i>	<i>541</i>	<i>320</i>	<i>162</i>	<i>-89</i>
ESCENARIO D: 30/40/50/60/110	235	541	799	973	1.812
<i>Diferencia (A) - (D)</i>	<i>548</i>	<i>812</i>	<i>799</i>	<i>649</i>	<i>-166</i>

Tal y como se observa en el cuadro anterior, los ahorros que podrían obtenerse en el periodo años 2013-2016, podrían situarse el entorno de los 500-600 M€, de forma que a partir del año 2017 en adelante las diferencias (que tendrían una ligera senda ascendente) se situaría en el entorno de los 100 M€. Evidentemente, cabría definir sendas de retribución alternativas, dado que la restricción impuesta en el ejercicio ilustrativo que se ha realizado impone únicamente un mismo valor actual de los pagos para el escenario base y escenarios alternativos.

El gráfico siguiente ilustra las sendas de retribución del escenario base y escenarios alternativos.

Gráfico 28. Sendas de retribución anual (M€) bajo el esquema actual de primas y escenarios alternativos



2.- AMORTIZACIÓN ANTICIPADA DE LAS INVERSIONES

Descripción de la medida: amortización anticipada de las centrales solares termoeléctricas inscritas en el registro de preasignación, pero sin acta definitiva de puesta en servicio.

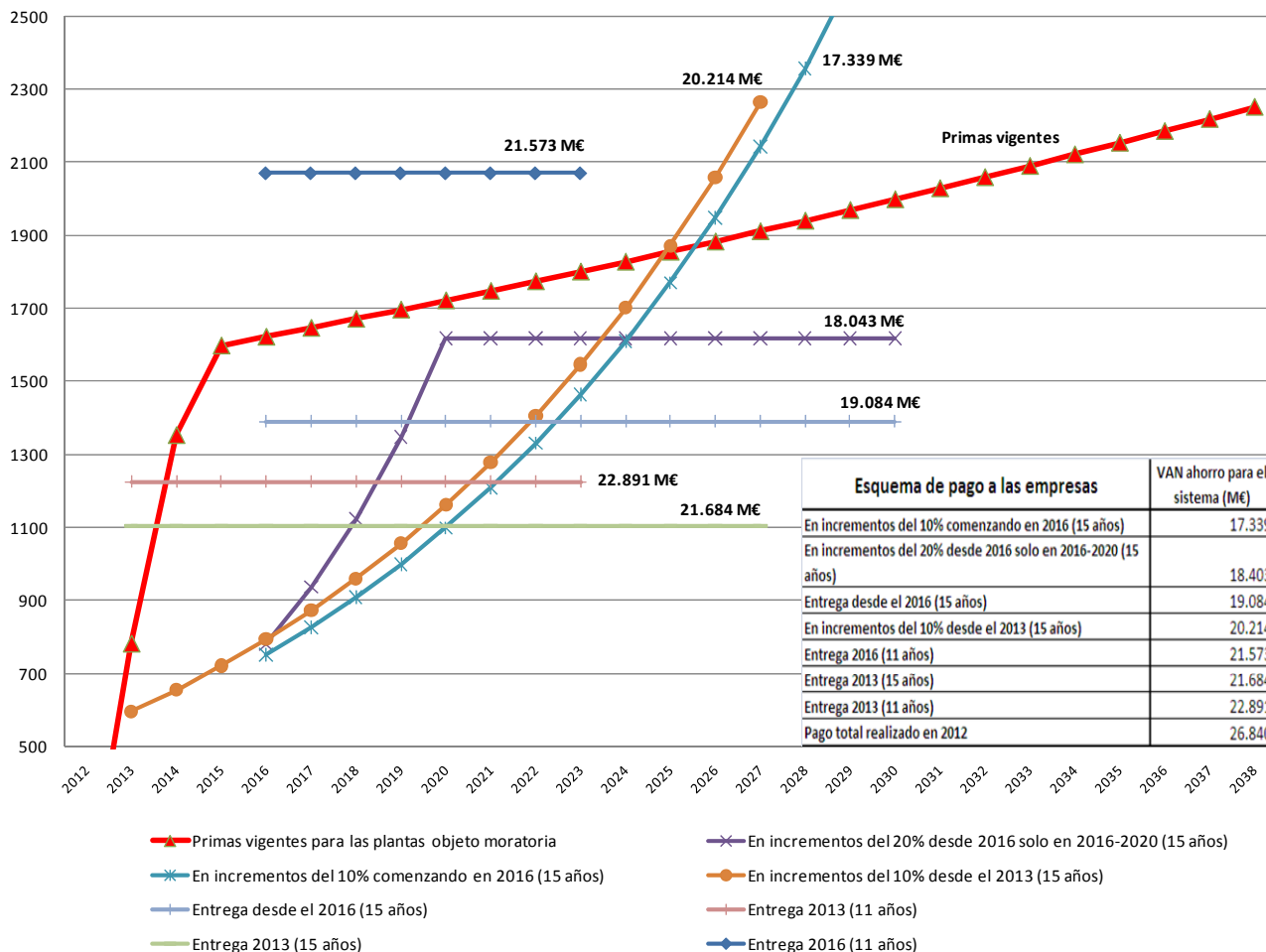
Figuran inscritas en registro de preasignación correspondiente a las Fases 2, 3 y 4 de la tecnología solar termoeléctrica aproximadamente 1.600 MW que aún no tienen acta definitiva de puesta en marcha. Para esta potencia a instalar (equivalentes a unos 4 'ciclos combinados solares') se ha estimado un coste de inversión promedio de unos 5,6 millones de euros por MW (unas cinco veces el coste unitario de un parque eólico terrestre).

La medida propuesta, que requeriría la aprobación de una norma con rango de Ley, consistiría en ofrecer voluntariamente a los promotores de esta bolsa de instalaciones ya preinscritas pero no puestas aún en servicio, una compensación económica que reconocería de forma anticipada, total o parcial, sus costes de inversión estimados (incluida una rentabilidad razonable) a cambio de renunciar al régimen retributivo primado de su producción. Se compraría por parte de la regulación el derecho a percibir la prima, no los activos. El pago de dicha compensación se incluiría en la tarifa de acceso y sería fraccionado a lo largo de un período no inferior a 15 años. Por su parte, se evitaría incluir anualmente en la tarifa de acceso a partir de 2014 unos 1.600 M€, correspondientes a las primas devengadas por una potencia termosolar de 1.600 MW que será puesta en marcha antes del 31.12.2013. El cumplimiento de los objetivos de potencia instalada inicialmente previstos podrían ser alcanzados, en parte, también por la tecnología solar termoeléctrica, que sería retribuida con primas sustancialmente inferiores a las contempladas en la actualidad (281,89 Eur/MWh), gracias a la todavía fuerte pendiente observada en su curva de aprendizaje y de reducción de costes, y en parte a la sustitución de esa potencia por tecnologías con menor apoyo económico (eólica o, en su caso, producción distribuida en régimen de "balance neto").

Supuesta una laminación de las compensaciones a lo largo de 15 años, descontando a un tipo de interés del 8% (coste del capital), para las instalaciones del registro de preasignación que no cuentan con acta de puesta en servicio definitiva, la medida propuesta tendría un coste estimado de algo más de 12.000 millones de euros de 2012. Por otra parte, el valor actual de las primas asociadas a la misma potencia, descontadas con el objetivo de tasa de inflación previsto durante sus 25 años de vida económica (IPC=2%), supondría más de 35.000 millones de euros de 2012, lo que arroja un saldo estimado en aproximadamente 22.000 millones euros de sobrecoste evitado al sistema, siempre en euros de 2012.

En el gráfico siguiente se muestra, según las hipótesis indicadas anteriormente, la sensibilidad de este ahorro estimado para el sistema, considerando la amortización anticipada de la totalidad de los 1600 MW de las fases 2, 3 y 4, con respecto a variaciones en el esquema temporal de compensación elegido. Dicho ahorro se situaría en un entorno de 17.000-27.000 M€, correspondiendo el máximo a una compensación teórica en forma de un único pago en 2012 (que no implica ningún coste financiero para el sistema) y un mínimo que se obtendría con un esquema de pagos a los promotores, muy laminado en el tiempo (pago que comienza en 2016 y se va incrementando en un 10% cada año, durante 15 años).

Sensibilidad del ahorro estimado de la amortización anticipada con respecto al esquema de compensación a los promotores



Se observa que si se opta por una compensación constante durante 15 años, empezando en 2013 (línea verde en el gráfico anterior, con un VAN de 21.684 M€), deberá considerarse el impacto negativo que podría tener la misma en la tarifa de acceso el primer año de su implantación; es decir, de suspenderse la totalidad de la potencia cuya instalación se prevé en las Fases 2, 3 y 4, en 2013 el pago por ‘amortizaciones anticipadas’ sobrepasaría en casi 300 millones el pago de la prima equivalente inicialmente prevista, si bien a partir de 2014 sería ya una cantidad sustancialmente menor, estabilizándose en el período 2015-2020 en torno a 600 millones de sobrecoste anual evitado.

Por otra parte, este impacto negativo inicial podría evitarse con esquemas de compensación que impliquen menores pagos en los primeros años. En particular, en el gráfico anterior se muestra que un pago con incrementos progresivos del 10% durante 15 años, a partir de 2013, sería inferior a la senda de primas vigentes hasta 2024, implicando ahorros anuales superiores a 500 M€ hasta 2020 y un VAN de ahorro total para el sistema superior a 20.000 M€.

Finalmente, cabe señalar, que, de acometerse esta medida, debiera hacerse cuanto antes. Si se implementara en 2013 (es decir, si la Fase 2, que representa más de la tercera parte del total, entrara en servicio de acuerdo con lo previsto, paralizándose únicamente las Fases 3 y 4), el coste evitado global caería por debajo de 14.000 millones, y en 2013 el esfuerzo sería prácticamente equivalente al caso de someter a moratoria las tres fases, con un coste anual evitado en el horizonte 2015-2020 reducido a unos 400 millones.

En todo caso, es importante señalar la complejidad de la implementación de esta medida, requiriendo una valoración exacta de qué fases se consideran objeto de moratoria, de si se considera oportuno permitir una recuperación completa de la totalidad de los costes de inversión o si bien se permite tan sólo una recuperación parcial, basada en los activos construidos, así como del instrumento financiero que se decida utilizar para el esquema de compensación a los promotores (dicho instrumento podría presentar costes adicional al coste del capital del 8% mencionado anteriormente).

ANEXO 6. ANALISIS DE RESULTADOS 2008-2010

EMPRESA	IMPORTE CIFRA NEGOCIOS (M€)			Crecimiento 10/09 (%)	Crecimiento 09/08 (%)	RESULTADO DE EXPLOTACION (M€)			Crecimiento 10/09 (%)	Crecimiento 09/08 (%)	EBITDA (M€)			Crecimiento 10/09 (%)	Crecimiento 09/08 (%)
	2.010	2.009	2.008			2.010	2.009	2.008			2.010	2.009	2.008		
ENAGAS	947	867	1.191	9%	-27%	505	466	412	8%	13%	769	708	643	9%	10%
REE (*)	1.341	1.157	547	16%		662	557	238	19%		962	815	364	18%	
GESA	811	744	895	9%	-17%	184	202	182	-9%	11%	249	263	238	-5%	10%
UNELCO	1.477	1.271	1.621	16%	-22%	285	359	320	-21%	12%	397	461	411	-14%	12%
Empresas distribución electricidad	5.776	5.279	5.093	9%	4%	3.668	1.920	2.059	91%	-7%	3.960	3.015	2.967	31%	2%
END-D	2.582	2.380	2.357	8%	1%	2.034	577	840	253%	-31%	1.816	1.155	1.310	57%	-12%
IBER-D	2.011	1.799	1.709	12%	5%	1.091	884	745	23%	19%	1.367	1.149	992	19%	16%
GNUF-D	868	816	866	6%	-6%	414	362	412	14%	-12%	587	550	573	7%	-4%
HC-D	182	159	162	15%	-2%	81	53	62	51%	-14%	107	88	91	21%	-3%
E.ON-D	133	125	-	6%		49	43	-	12%		83	73	-	13%	
Empresas distribución gas	1.521	1.523	1.857	0%	-18%	729	738	652	-1%	13%	1.074	1.131	985	-5%	15%
GN-DSDG (**)	824	870	1.135	-5%	-23%	431	470	416	-8%	13%	587	688	588	-15%	17%
GN-CEG	138	131	131	5%	0%	50	47	33	6%	42%	93	89	67	5%	32%
GN-AND	94	88	88	7%	0%	32	28	20	15%	35%	60	54	43	11%	27%
GN-CYL	80	77	105	4%	-27%	38	35	34	8%	2%	56	53	51	6%	2%
GN-CLM	44	42	52	3%	-19%	16	14	10	20%	33%	30	27	23	12%	21%
GN-GAL	41	39	38	4%	3%	10	11	5	-8%	146%	26	26	17	0%	55%
GN-NAV	29	28	39	3%	-28%	14	12	12	11%	5%	22	20	20	8%	1%
GN-RIO	16	15	21	5%	-26%	8	7	6	-60%	22%	11	10	9	4%	15%
GN-MJR (***)	20	19	21	5%	-9%	3	1	1	-100%	-190%	12	10	7	18%	47%
NAT-D	180	166	180	8%	-8%	102	94	95	9%	-2%	139	123	130	13%	-5%
NAT-TOL	1	1	2	7%	-29%	1	1	1	7%	12%	1	1	1	7%	10%
G-ARAG	54	46	46	17%	-1%	25	18	20	38%	-9%	36	29	30	26%	-3%

Fuente: Cuentas Anuales auditadas de las empresas

NOTAS:

ENAGAS: ENAGÁS, S.A; REE: Red de Eléctrica de España, S.A.U; GESA: GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.; UNELCO: UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.

Empresas de distribución electricidad: Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (END-D), Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. (IBER-D), Unión Fenosa Distribución, S.A. (GNUF-D), Hidrocarbónico Distribución Eléctrica, S.A. (HC-D) y E.ON Distribución, S.L.U. (E.ON-D)

Empresas de distribución gas: Grupo Gas Natural Fenosa: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. (GN-DSDG), GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A. (GN-AND), GAS NATURAL CASTILLA Y LEON, S.A. (GN-CYL), GAS NATURAL CEGAS, S.A. (GN-CEG), GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA, S.A. (GN-CLM), GAS GALICIA SOCIEDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS, S.A. (GN-GAL), GAS NAVARRA, S.A. (GN-NAV) y GAS NATURAL RIOJA, S.A. (GN-RIO)].

Grupo Naturgas: NATURGAS ENERGIA DISTRIBUCION, S.A. (NAT-D), TOLOSA GASA, S.A. (NAT-TOL) y GAS ENERGIA DISTRIBUCIÓN MURCIA, S.A. (GN-MUR)

GAS ARAGON, S.A. (G-ARAG).

(*) Los datos de 2008 de REE no son comparables con los de 2009 y 2010 puesto que solo incluyen los resultados de la sociedad desde el mes de junio en el que se efectuó la segregación de la rama de actividad de transporte y operación del sistema.

(**) El balance y la cuenta de resultados para 2010 de GN-DSDG se ven afectados por la operación de escisión de la rama de actividad de distribución de gas en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, para aportarla a la sociedad GEM Distribución de Gas 1, S.A.

(***) En 2008-2009 es parte del Grupo Gas Natural. A partir del 2010 es parte del Grupo Naturgas.

EMPRESA	RESULTADO NETO (M€)			Crecimiento 10/09 (%)	Crecimiento 09/08 (%)	DIVIDENDOS PAGADOS (M€)		
	2.010	2.009	2.008			2.010	2.009	2.008
ENAGAS	327	297	255	10%	16%	186	223	143
REE (*)	385	330	122	17%		198	172	147
GESA	103	118	109	-13%	9%	99	105	105
UNELCO	224	310	293	-28%	6%	242	312	381
Empresas distribución electricidad	2.626	1.085	1.054	142%	3%	1.154	693	533
END-D	1.538	264	478	482%	-45%	769	-	-
IBER-D	732	560	306	31%	83%	-	306	497
GNUF-D	270	209	236	29%	-11%	351	387	-
HC-D	52	30	33	72%	-9%	34	-	36
E.ON-D	35	21	-	65%		-	-	-
Empresas distribución gas	498	507	434	-2%	17%	303	359	376
GN-DSDG (**)	299	329	285	-9%	15%	215	289	324
GN-CEG	30	26	12	15%	125%	26	12	8
GN-AND	19	15	7	27%	99%	15	7	4
GN-CYL	25	23	21	8%	10%	23	21	18
GN-CLM	10	8	4	30%	105%	7	3	4
GN-GAL	6	6	-	-14%	876%	2	-	-
GN-NAV	9	8	7	12%	12%	8	7	-
GN-RIO	5	5	3	8%	36%	5	3	3
GN-MUR (***)	1	-	4	69%	68%	-	-	-
NAT-D	76	75	86	1%	-12%	-	15	14
NAT-TOL	1	1	1	7%	9%	1	1	1
G-ARAG	17	12	12	38%	-3%	-	-	-

Fuente: Cuentas Anuales auditadas de las empresas

NOTAS:
 ENAGAS: ENAGÁS, S.A.; REE: Red de Eléctrica de España, S.A.U.; GESA: GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.; UNELCO: UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.

Empresas de distribución electricidad: Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (END-D), Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. (IBER-D), Unión Fenosa Distribución, S.A. (GNUF-D), Hidrocarbónico Distribución Eléctrica, S.A. (HC-D) y E.ON Distribución, S.L.U. (E.ON-D)

Empresas de distribución gas: Grupo Gas Natural Fenosa: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. (GN-DSDG), GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A. (GN-AND), GAS NATURAL CASTILLA Y LEON, S.A. (GN-CYL), GAS NATURAL CEGAS, S.A. (GN-CEG), GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA, S.A. (GN-CLM), GAS GALICIA SOCIEDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS, S.A. (GN-GAL), GAS NAVARRA, S.A. (GN-NAV) y GAS NATURAL RIOJA, S.A. (GN-RIO)].

Grupo Naturgas: NATURGAS ENERGIA DISTRIBUCION, S.A. (NAT-D), TOLOSA GASA, S.A. (NAT-TOL) y GAS ENERGIA DISTRIBUCIÓN MURCIA, S.A. (GN-MUR)

GAS ARAGON, S.A. (G-ARAG).

(*) Los datos de 2008 de REE no son comparables con los de 2009 y 2010 puesto que solo incluyen los resultados de la sociedad desde el mes de junio en el que se efectuó la segregación de la rama de actividad de transporte y operación del sistema.

(**) El balance y la cuenta de resultados para 2010 de GN-DSDG se ven afectados por la operación de escisión de la rama de actividad de distribución de gas en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, para aportarla a la sociedad GEM Distribución de Gas 1, S.A.

(***) En 2008-2009 es parte del Grupo Gas Natural. A partir del 2010 es parte del Grupo Naturgas.

EMPRESA	Ratio de apalancamiento (%)			ROI (%)			ROE (%)			MARGEN DE EXPLOTACION (%)			Cobertura carga financiera (DEUDA NETA/EBITDA)		
	2.010	2.009	2.008	2.010	2.009	2.008	2.010	2.009	2.008	2.010	2.009	2.008	2.010	2.009	2.008
ENAGAS	63%	63%	60%	7%	8%	8%	17%	17%	15%	51%	51%	33%	4,3	4,2	3,9
REE (*)	81%	75%	73%	8%	9%	4%	28%	25%	9%	48%	47%	42%	6,2	4,9	10,1
GESA	79%	78%	81%	8%	9%	9%	22%	25%	30%	23%	27%	20%	7,2	6,2	6,6
UNELCO	69%	66%	75%	9%	12%	11%	26%	35%	43%	19%	28%	20%	4,8	3,7	5,1
Empresas distribución electricidad	35%	48%	51%	12%	7%	7%	17%	9%	10%	59%	33%	38%	2,2	3,9	3,9
END-D	31%	46%	50%	16%	4%	6%	22%	4%	8%	75%	23%	34%	1,8	4,6	4,4
IBER-D	33%	42%	48%	11%	9%	8%	14%	13%	8%	49%	43%	40%	1,9	2,8	3,5
GNUF-D	42%	61%	61%	7%	8%	9%	10%	15%	18%	46%	43%	46%	3,4	4,0	3,5
HC-D	48%	49%	57%	10%	7%	8%	15%	9%	12%	40%	30%	33%	3,0	3,5	4,2
E.ON-D	64%	63%	65%	5%	5%	0%	10%	7%	0%	34%	31%	0%	7,1	7,1	-
Empresas distribución gas	30%	31%	35%	18%	17%	14%	23%	23%	20%	46%	47%	34%	1,4	1,5	1,9
GN-DSDG (**)	19%	21%	29%	24%	23%	18%	28%	28%	25%	50%	52%	35%	0,5	0,5	0,9
GN-CEG	72%	73%	75%	8%	8%	6%	24%	22%	11%	36%	35%	25%	4,3	4,5	6,0
GN-AND	74%	78%	76%	8%	7%	5%	26%	25%	12%	33%	30%	22%	4,6	5,4	6,0
GN-CYL	39%	40%	37%	17%	16%	14%	23%	22%	20%	46%	44%	32%	1,4	1,5	1,3
GN-CLM	58%	61%	62%	8%	7%	5%	18%	15%	8%	36%	31%	19%	3,4	4,0	4,6
GN-GAL	70%	72%	71%	5%	6%	3%	12%	14%	-2%	24%	27%	11%	5,2	5,2	6,6
GN-NAV	41%	44%	40%	14%	12%	12%	23%	21%	19%	46%	43%	30%	1,5	1,8	1,5
GN-RIO	46%	48%	49%	19%	18%	14%	30%	29%	23%	46%	45%	27%	1,5	1,6	1,8
GN-MUR (***)	56%	55%	84%	2%	1%	-1%	3%	-3%	-27%	14%	4%	-4%	6,6	7,4	16,1
NAT-D	1%	1%	2%	7%	7%	8%	6%	7%	8%	55%	55%	52%	0,1	0,1	0,2
NAT-TOL	0%	0%	1%	33%	32%	29%	30%	29%	27%	65%	65%	41%	0,0	0,0	0,0
G-ARAG	25%	36%	45%	16%	12%	14%	18%	16%	20%	46%	38%	42%	0,9	1,5	1,8

Fuente: Cuentas Anuales auditadas de las empresas

NOTAS:
 ENAGAS: ENAGÁS, S.A; REE: Red de Eléctrica de España, S.A.U; GESA: GAS Y ELECTRICIDAD GENERACIÓN, S.A.; UNELCO: UNIÓN ELÉCTRICA DE CANARIAS GENERACIÓN, S.A.

Empresas de distribución electricidad: Endesa Distribución Eléctrica, S.L. (END-D), Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U. (IBER-D), Unión Fenosa Distribución, S.A. (GNUF-D), Hidrocarbónico Distribución Eléctrica, S.A. (HC-D) y E.ON Distribución, S.L.U. (E.ON-D)

Empresas de distribución gas: Grupo Gas Natural Fenosa: GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG, S.A. (GN-DSDG), GAS NATURAL ANDALUCÍA, S.A. (GN-AND), GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN, S.A. (GN-CYL), GAS NATURAL CEGAS, S.A. (GN-CEG), GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA, S.A. (GN-CLM), GAS GALICIA SOCIEDAD PARA EL DESARROLLO DEL GAS, S.A. (GN-GAL), GAS NAVARRA, S.A. (GN-NAV) y GAS NATURAL RIOJA, S.A. (GN-RIOJ).

Grupo Naturgas: NATURGAS ENERGIA DISTRIBUCION, S.A. (NAT-D), TOLOSA GASA, S.A. (NAT-TOL) y GAS ENERGIA DISTRIBUCIÓN MURCIA, S.A. (GN-MUR)

GAS ARAGON, S.A. (G-ARAG).

(*) Los datos de 2008 de REE no son comparables con los de 2009 y 2010 puesto que solo incluyen los resultados de la sociedad desde el mes de junio en el que se efectuó la segregación de la rama de actividad de transporte y operación del sistema.

(**) El balance y la cuenta de resultados para 2010 de GN-DSDG se ven afectados por la operación de escisión de la rama de actividad de distribución de gas en 38 municipios de la Comunidad Autónoma de Madrid, para aportarla a la sociedad GEM Distribución de Gas 1, S.A.

(***) En 2008-2009 es parte del Grupo Gas Natural. A partir del 2010 es parte del Grupo Naturgas.

EBITDA = Resultado de explotación + Amortización inmovilizado + Deterioro y resultado por enajenaciones del Activo

Ratio Apalancamiento = Deuda neta / (Deuda neta + Patrimonio neto)

ROI = Resultado de explotación / Activo Total

ROE = Resultado neto del ejercicio / Fondos propios

Margen de explotación = Resultado de explotación / Ingresos de explotación

ANEXO 7. FIGURAS TRIBUTARIAS

1. Impuestos sobre la energía nuclear e hidráulica

Se mencionan a continuación los impactos de la introducción de impuestos sobre la producción de determinados activos de generación (nuclear e hidráulica), aplicados en otros países del entorno europeo.

En cuanto la tributación sobre la generación de centrales nucleares en Europa, el gobierno belga en octubre de 2009 concedió a Electrabel una prórroga de las licencias de funcionamiento de las 3 centrales nucleares más antiguas del país por un periodo adicional de 10 años, sobre su vida útil inicial de 40 años. Los productores nucleares debían pagar una cantidad anual entre 215 y 245 M€ desde el ejercicio 2010 hasta 2014, incluido. A partir de entonces, y hasta el cierre de las plantas, un Comité especial determinaría las cantidades a pagar anualmente. En 2003, con el objeto de financiar la política energética belga, se estableció un impuesto con efectos del ejercicio 2008, con cargo de las entidades que exploten centrales nucleares o que tengan una cuota en una producción industrial de electricidad mediante la fisión de materiales nucleares. El gobierno alemán, con el objetivo de cumplir los objetivos de política energética federal, decidió el alargamiento de la vida útil de sus 17 centrales nucleares (que deberían haber sido clausuradas como tarde en 2022), por un periodo de entre 8 (para las centrales operativas antes de 1980) y 14 años (para el resto). La prórroga de la vida útil de las centrales estaba acompañada de la constitución de un Fondo Federal destinado a la financiación de medidas de fomento de la ejecución del Plan Energético Federal (entre otros objetivos, el Fondo Federal prevé la realización de inversiones para incrementar la producción de energía mediante fuentes renovables). Finalmente, el mecanismo alemán decayó en los tribunales por un defecto de forma.

Las experiencias belga y alemana han puesto de manifiesto diversos medios para el gravamen de la producción de energía nuclear como son:

- a) El pago de cantidades anuales acordadas con el gobierno por parte de los productores de energía durante un plazo determinado a cambio del alargamiento de la vida útil.
- b) En caso de Bélgica, el pago de una cantidad fija entre todos los productores en función de su cuota de producción fijada anualmente en función de las circunstancias del mercado.
- c) En caso de Alemania, el pago de una cantidad variable en función de los combustibles nucleares empleados.

En España la aplicación de un impuesto de 15 €/MWh-10 €/MWh sobre una producción anual media estimada de 85.000 GWh conjunta hidráulica y nuclear, tendría un impacto económico estimado en 1.300 M€ y 850 M€.

Cabe indicar que la justificación de dicho impuesto (justificado bien como contrapartida a un alargamiento de la vida útil de centrales nucleares; bien para compensar los gastos que puedan originarse en la gestión de los residuos nucleares y el combustible gastado más allá del año 2020; o bien por la implementación de derechos de emisión, entre otras posible causas) debería fundamentarse sólidamente, y supondría en caso de aplicar el valor de 10-15 €/MWh, un impacto superior al que resultó con la minoración por el concepto de derechos de emisión que se estableció en 2008 y 2009 para dichas tecnologías. Teniendo en cuenta la asignación gratuita de derechos de emisión y que retribuye a todas las tecnologías, las emisoras y las que no lo son, los valores para la nuclear e hidráulica ascendieron a 18 M€ en 2007, 600 M€ en 2008 y 326 M€ en 2009⁵⁷.

⁵⁷ :Según la fórmula establecida en la Orden ITC/3315/2007 y Orden ITC/1722/2009. El factor de emisión (FE) tanto para las instalaciones asignatarias como no asignatarias toma un valor del 0,365 tCO₂/MWh.

En caso de aplicar un impuesto como el indicado se considera necesario que su diseño no afecte las decisiones de ofertas de las empresas en el mercado mayorista (tasa en euros durante un determinado periodo de tiempo que no afecte las decisiones marginales de las empresas y no sea trasladado a los consumidores en unos mayores precios en el mercado spot).⁵⁸

Cabe indicar, entre otras, algunas potenciales dificultades en la implantación de impuestos sobre la generación nuclear e hidráulica. En el caso de introducir un impuesto como eventual contrapartida a un alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares, cabe recordar que existen tributos autonómicos que indirectamente implican un gravamen sobre la producción de electricidad mediante centrales nucleares. En el caso de implantar nuevos tributos para compensar los gastos que puedan originarse en la gestión de los residuos nucleares y el combustible gastado más allá de 2070, se deberá tener en cuenta la existencia de tasas para financiar la actividades de la entidad pública empresarial ENRESA⁵⁹ de gestión de residuos radiactivos y de figuras impositivas implantadas por las Comunidades Autónomas. En el caso de introducir nuevos tributos como eventual contrapartida a un alargamiento de los periodos concesionales de los que disfrutaban las centrales hidroeléctricas, en la medida en que la producción de energía hidráulica se realiza por medio de concesiones administrativas por un periodo máximo de 75 años, aunque susceptible de prolongación en determinadas circunstancias, sujetas a un canon fijo que debe ser satisfecho por el concesionario y que fue establecido en el momento de la concesión, se hace necesario un análisis previo de la situación y de las condiciones de los cánones pagados a las Concesiones hidrográficas con el objeto, entre otros efectos de evitar la doble tributación y mantener coherencia con los supuestos de modificación de las condiciones de la concesión establecido en la Ley de Aguas.

2. Impuesto sobre CO2 en el Reino Unido

El 1 de abril de 2013 entrará en vigor en el Reino Unido, un impuesto (Carbon tax) sobre las emisiones realizadas por las centrales de generación eléctrica con combustibles fósiles, que se calcula como la diferencia entre un precio mínimo de CO2, establecido administrativamente, y el precio de los futuros del CO2 en el mercado de derechos de emisión europeo (se publica con 2 años de antelación). El valor del impuesto anunciado para 2013-2014 es de 4,94 libras/tCO2 y el valor indicativo para 2015/2016 es de 7,28 libras/tCO2. El objetivo de dicho impuesto es fomentar las inversiones en tecnologías limpias y descarbonizadas.

En el siguiente cuadro se resumen los principales aspectos de dicho impuesto.

⁵⁸ Chennells (1997) evalúa la implementación del windfall tax por las ganancias por la privatización de empresas de servicios públicos. Al respecto, señala que debe evaluarse si el impuesto es económicamente eficiente (suponer la menor distorsión posible de la asignación de recursos, un efecto limitado en el tiempo y por una sola vez), si es justo (se aplica sobre los beneficiarios de dichas ganancias) y si es administrativamente viable (no impone una carga administrativa excesiva en términos de cumplimiento o ejecución).

⁵⁹ Sin perjuicio de que las centrales nucleares financien la actividad de ENRESA hasta aproximadamente el año 2070, se ha de señalar que los residuos radiactivos de alta actividad tienen una vida media de miles de años.

Cuadro 35 El impuesto basado en el precio mínimo del CO2 en Reino Unido

UK	
MEDIDA	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS
Precio Mínimo del CO2	Se establece un precio mínimo (suelo) para la emisión de una tonelada de CO2. La medida comienza a aplicarse desde el 1 de abril de 2013. El suelo comenzaría en 16 £/tm (precios de 2009), para incrementarse de modo lineal hasta alcanzar las 30 £/tm en 2020 (precios de 2009), y 70 £/tm en 2030 (precios de 2009).
	La diferencia entre el precio de los futuros del CO2 en el mercado EU ETS en el año de referencia y el suelo establecido por el gobierno determinan la tasa de mantenimiento del precio del CO2 (carbon prices support rate). Así se estima que para el período 2013-2014 esta tasa sería equivalente a 4,94 £/tm.
	A partir del 1 de abril de 2013 a los combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica se le repercutirá esta tasa de modo proporcional al factor de emisión de CO2 del combustible
	Estas tasas serán publicadas con 2 años de antelación
VENTAJAS	Reducir la incertidumbre sobre los precios del CO2, disminuyendo el riesgo de inversión en tecnologías con bajas emisiones de CO2 y por tanto el coste financiero de éstas.
	Proporciona una señal de largo plazo (suelo en 2020 y 2030)
	Fomento de inversiones en tecnologías renovables que posteriormente pueden ser exportadas
INCONVENIENTES	Riesgo de <i>windfall profits</i> para renovables ya establecidas, e.g. nucleares e hidráulicas
	Incremento del coste de la electricidad para los consumidores en caso de diferencias sustanciales entre el precio del CO2 EU ETS y el suelo establecido
	Efecto pequeño en la promoción de renovables debido a las primas ya existentes

Fuente: Elaboración CNE basada en información publicada por reguladores y gobiernos

Cabe señalar que este impuesto de aplicarse en España puede implicar un incremento sustancial del precio mayorista de la electricidad en el corto-medio plazo (especialmente si la diferencia entre el precio mínimo y el futuro es significativa) y que puede dar lugar a *windfall profits* para tecnologías inframarginales.

El impacto económico estimado de aplicar un carbon tax equivalente 5,61 €/tCO2 (aplicado a una generación estimada en torno a 128.692 GWh de gas natural y 28.367 GWh de carbón, aplicando factores medios de emisión de 0,365 y 0,976, respectivamente) ascendería a 420 M€, que de utilizarse para financiar parcialmente las primas de renovables, reducirían los costes de acceso en dicha cuantía. Por otra parte, se tendría un efecto negativo por el incremento del precio del mercado en unos 2,7 €/MWh.

1.4.3. Impuestos sobre emisiones y productos energéticos

En la Unión Europea existen, fundamentalmente, dos tipos de mecanismos que, al menos potencialmente, representan una financiación indirecta de las energías renovables (esencialmente en la medida en que contribuyen a internalizar el coste del CO2 en los precios energéticos):

- Los impuestos sobre productos energéticos y emisiones de contaminantes atmosféricos o de gases de efecto invernadero, que pueden introducirse libremente por cada Estado Miembro, en el respeto de la normativa comunitaria (véanse en particular la Directiva 2003/96/CE que establece niveles mínimos de estos impuestos para la UE y la Directiva 2008/118/CE que permite añadir a los productos sujetos a impuestos especiales, como los energéticos, otros gravámenes indirectos con fines específicos, a condición que respeten las normas impositivas comunitarias en cuanto a base imponible, cuota tributaria, devengo y control del impuesto; no se dice nada con respecto a las posibles exenciones).
- El Régimen Comunitario de Comercio de Derechos de Emisión, regulado en la Directiva 2003/87/CE.

El Libro Verde de la CE de 2007 indica la posible conveniencia de utilizar ambos instrumentos. Por una parte, los impuestos energéticos tienden a aplicarse a los usos de la energía como combustible, mientras el régimen de comercio de derechos de emisión afecta a los sectores de mayor intensidad energética. Por tanto, la utilización de ambos podría garantizar una aplicación más amplia del principio general de “quien contamina, paga”.

No obstante, en la práctica, la adopción de impuestos energéticos requiere una definición precisa de los supuestos de aplicación de los mismos a efecto de evitar redundancias con respecto a la aplicación de la normativa sobre comercio de derechos de emisión. Este es el caso, por ejemplo, de los tributos introducidos por varias CCAA en España (Andalucía, Aragón, Canarias, Castilla-La-Mancha, Extremadura, Galicia y Murcia).

Asimismo, la inclusión de impuestos reducidos o exenciones, con el fin de evitar la doble sujeción de determinadas actividades o instalaciones tanto a impuestos específicos, como a la normativa del comercio de derechos, debe ser coherente con el Régimen Comunitario de Ayudas de Estado. En el pasado algunos Estados Miembros (Dinamarca y Suecia) establecieron tributos sobre productos energéticos y emisiones que fueron declarados posteriormente como ayudas de estado ilegales por implicar un nivel de tributación inferior a los umbrales mínimos previstos por la Directiva 2003/96/CE.

En el cuadro siguiente se recoge un resumen de los impuestos sobre productos energéticos y emisiones de CO2 existentes en varios países de la UE.

Cuadro 36. Impuestos energéticos en varios países de la Unión Europea

TIPO MEDIDA	PAIS	CARACTERÍSTICAS
Impuestos a las emisiones del CO2 y/o a la producción/consumo de energía	FINLANDIA	El impuesto se agrupa en dos términos desde el 1 de enero de 2011: un término proporcional a las emisiones de CO2 y otro término proporcional al contenido energético del combustible. Previamente se tenía un término de tipo fiscal para combustibles destinados a transporte y otro término proporcional al CO2. El nuevo término de energía tiene en consideración además del contenido energético del combustible sus posibles emisiones a nivel local.
		El impuesto actualmente aplica a los combustibles fósiles dedicados a transporte y calefacción, y por otro lado al consumo eléctrico.
		A raíz de la reforma de 2011 se incluyen a los biofueles en el impuesto.
		Hasta 1997 el impuesto aplicaba a la producción eléctrica, pero la entrada de Finlandia en el mercado eléctrico nórdico propició que pasara a aplicarse al consumo eléctrico. Esta medida se tomó debido a que el impuesto sobre la producción reducía su competitividad respecto al resto de países nórdicos, que aplicaban el impuesto sobre el consumo.
		Desde 1990 a 2010 se han aplicado algunas exenciones (como la turba) o reducciones del impuesto para determinados combustibles (gas) fueron realizadas. A su vez una fuerte reducción del impuesto se aplicó al consumo del segmento industrial.
	HOLANDA	También utiliza un impuesto con una componente relativa a la energía y otra al CO2 (con un peso 50/50) Sin embargo con el tiempo el término de CO2 se fue reduciendo, y actualmente sólo se mantiene el término relativo a la energía, que se busca que sea proporcional al CO2 contenido en los combustibles. En el caso de la electricidad se tiene en cuenta la emisión teórica de los fueles utilizados para producirla.
		El impuesto aplica a los combustibles fósiles destinados a calefacción (pero no a los destinados a transporte que tienen otro tipo de impuesto), y al consumo de electricidad y gas.
		Se han contemplado exenciones del impuesto con un techo y un suelo para el consumo de gas y electricidad. Estas exenciones pasaron a ser reducciones sustanciales del impuesto. Los grandes consumidores industriales y los consumidores vulnerables son los principales afectados por estas reducciones, de modo que la mayoría de consumidores domésticos y el 95% de las compañías holandesas se les aplica la totalidad del impuesto. La electricidad procedente de producción renovable estaba exenta de este impuesto, hasta 2003 que se incluye de modo reducido ya que el gobierno considera que los subsidios para la producción renovable introducidos eran suficiente apoyo para las renovables.
	SUECIA	En este caso se aplica un impuesto específico proporcional a las emisiones de CO2 (además hay impuestos adicionales respecto a las emisiones de SOx, NOx).
		El impuesto aplica sobre los combustibles fósiles destinados a uso industrial. De modo separado se aplica un impuesto específico sobre el consumo eléctrico aunque independiente del CO2.
		Los combustibles destinados a producción eléctrica están exentos del impuesto del CO2 al igual que los biofueles, por lo que fundamentalmente se ha conseguido promocionar la utilización de renovables como fuente de calor. El sector industrial paga el 50% del impuesto del CO2. Además puede obtener la exención del impuesto relativo al consumo eléctrico si participa en programas de eficiencia energética.
DINAMARCA	En 1977 introduce un impuesto relativo al contenido energético de los combustibles fósiles, el objetivo no era medioambiental sino equilibrar su balanza de pagos. Este impuesto aplica también sobre el consumo eléctrico.	
	En 1992 introduce un impuesto relativo al contenido de CO2 de los combustibles fósiles (pero no sobre aquellos destinados al consumo eléctrico). Posteriormente se introduce impuestos al SOx (1996) y el NOx (2010). Es decir que al igual que en Suecia el impuesto relativo a la energía contenida en los combustibles está separado del impuesto relativo al CO2.	
	Para evitar un incremento excesivo de los precios de los combustibles fósiles el impuesto sobre el CO2 se redujo. Posteriormente se congeló entre 2001-2008, y tras este período el incremento sigue al de un índice tipo IPC.	
	El impuesto sobre el CO2 es mucho mayor sobre consumidores domésticos que sobre compañías, en el caso de Industrias intensivas en energía el impuesto es muy bajo y en ocasiones están exentas del pago de éste. En mayo 2009 se realizó una reforma general del sistema, incrementándose los impuestos y rebajando las cantidades límite por debajo de las cuales se producían exenciones.	
NORUEGA	Cuenta con un impuesto sobre el CO2 que aplica sobre los combustibles fósiles utilizados en todos los sectores (con exenciones en las industrias más relevantes noruegas como la de procesado de maderas) Existe un impuesto sobre el consumo eléctrico pero no es de tipo medioambiental	
	El hecho de que Noruega debe cumplir la reglas EU a fin de tener acceso al mercado europea ha implicado que el gobierno deba reducir o eliminar este impuesto, según el tipo de instalación, a fin de evitar una doble fiscalización (double taxation)	
UK	Impuesto denominado Tasa de cambio climático que se aplica los combustibles fósiles, al consumo eléctrico y de gas. (en este caso no es proporcional a las emisiones de CO2, así el carbón y el gas tributan igual)	
	Los consumidores domésticos, el petróleo y el sector del transporte están exentos	
	Los combustibles fósiles dedicados a la producción eléctrica están exentos	
	La electricidad con origen renovable está exenta	
	En 2010 estaba en torno a 5,48 €/MWh y se actualiza siguiendo un índice tipo IPC	

Fuente: Elaboración CNE basada en información publicada por reguladores y gobiernos

1.4.4. Impuesto “Robin Hood” en Italia

Es un impuesto sobre sociedades, en particular, sobre actividades energéticas, cuya supervisión de no traslación a los precios que paga el consumidor le corresponde al regulador energético (AEEG) y que parte de su recaudación se utiliza para financiar a tecnologías renovables. Las principales características de dicho impuesto se recogen en el siguiente cuadro.

Cuadro 37 El impuesto “Robin Hood” en Italia

ITALIA	
MEDIDA	CARACTERÍSTICAS BÁSICAS
Impuesto adicional sobre el IRES (Impuesto de la Renta sobre Sociedades Italiano) del 5,5% en 2008 (6,5% en 2009) (ROBIN HOOD TAX)	Hasta 2011 el impuesto se aplicaba sobre las actividades de exploración y producción de petróleo y gas, refino de petróleo, producción o comercialización de combustibles, aceites, aceites diesel para usos diversos, aceites lubricantes y residuos, gas licuado de petróleo y gas natural, así como en la producción o comercialización de electricidad proveniente de combustibles fósiles
	Las tecnologías renovables quedaban exentas
	Se prohíbe expresamente el pass-through del impuesto al consumidor, encargándose el Regulador Italiano (AEEG) de supervisar el cumplimiento de la prohibición.
Modificación del impuesto introducida en el 2011	Incrementa el impuesto del 6,5% al 10.5%
	Se extiende el ámbito de aplicación a las actividades reguladas tanto del gas como de la electricidad
	Se extiende el ámbito de aplicación del impuesto a la producción con energías renovables
VENTAJAS	Con la medida inicial se obtenían ingresos para subvencionar tecnologías renovables mediante impuestos a aquellas actividades susceptibles de emisiones de gases de efecto invernadero
INCONVENIENTES	Dificultad para supervisar el cumplimiento de la prohibición e imponer sanciones. Dificultad para distinguir conductas legítimas de ilegítimas.
	Al aplicarse el impuesto sobre actividades reguladas, desde un punto de vista teórico sería necesario recalcular el WACC al alza (al haberse aumentado la carga impositiva) lo que repercutiría en mayores tarifas para los consumidores. Sin embargo, no se esperan modificaciones en las tarifas por el momento.

Fuente: Elaboración CNE basada en información publicada por reguladores y gobiernos