



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 10/2014 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 8/2014	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	10
5. Análisis de los desvíos	13
6. Previsión de demanda	15
6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	15
6.2. Previsión de la demanda en consumo	18
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	25
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores	25
7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	28
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014	29
7.4. Previsión de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012	30
8. Previsión de costes	32
8.1. Evolución de la previsión del precio del mercado mayorista	32
8.2. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	33
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad	35
8.4. Coste de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro	36
8.5. Anualidades del déficit de actividades reguladas	38
8.6. Compensación extrapeninsular	38

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 9/2014 DEL SECTOR ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y SEGUIMIENTO MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Este informe tiene un doble objetivo. Por una parte, se presenta el resultado de la liquidación provisional 10/2014 y el grado de cobertura de los costes, de acuerdo con el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y, por otra parte, se realiza un seguimiento mensual de la demanda, costes e ingresos del sistema eléctrico, a efectos de valorar su adecuación a la proyección anual incluida en la correspondiente Orden de peajes de acceso, teniendo en cuenta la información disponible en cada momento.

A partir de la primera liquidación del año 2014, los pagos a los sujetos del sistema de liquidaciones se van efectuando en correspondencia con los ingresos percibidos por el sistema eléctrico. Dada la diferente estacionalidad entre los ingresos y costes del sistema y que los ingresos por peajes de acceso correspondientes a lecturas de electricidad de un mes no se reciben completamente hasta tres meses después, se produce un desajuste entre ingresos y costes, mayor en las primeras liquidaciones del año que va reduciéndose conforme avanza el ejercicio. Asimismo, la periodificación de los ingresos provenientes de otras fuentes externas también origina desajustes provisionales a lo largo del ejercicio.

Esto significa que todo ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden IET/107/2014, muestra un desajuste en las liquidaciones provisionales a lo largo del ejercicio por la distinta periodificación de ingresos y costes. En particular, teniendo en cuenta los ingresos y costes previstos para 2014 en dicha Orden, el resultado previsto para esta Liquidación 10/2014 arroja un desajuste en términos de caja de -2.941,7 millones de euros (M€ en adelante). No obstante, de este montante, -2.380,8 M€ son consistentes con el escenario previsto a principios de año. Sin embargo, en la Liquidación 10/2014 se registra un desajuste adicional de 560,8 M€ debido, principalmente, a los siguientes factores:

- Evolución de la **demanda en consumo**: cabe destacar que la demanda registrada en la Liquidación 10/2014 (176.426 GWh) ha sido un 1,6% inferior al valor promedio observado en años anteriores en esta misma liquidación, si bien esta diferencia supone una reducción respecto a la Liquidación 9/2014 (-2,1%).

Adicionalmente, cabe señalar la evolución desfavorable de la demanda en consumo y de la potencia contratada por grupo tarifario registrada en los últimos doce meses (septiembre 2013-agosto 2014) respecto de la previsión contenida en la Orden IET/107/2014. En particular, cabe destacar la evolución desfavorable de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (que representa aproximadamente el 50% de los ingresos de acceso de los consumidores) que presenta tasas de

variación registradas en los últimos doce meses (entre el -2,4% y el -6,1%)¹ muy inferiores a las previstas para el ejercicio (0,5%), y la evolución desfavorable de la potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y media tensión, que registran unas tasas en los últimos doce meses del -6,1% y del -7,4% respectivamente, muy inferiores al incremento del 6,6% previsto para el ejercicio en la Orden IET/107/2014.

- Evolución de los **ingresos regulados**: en línea con la evolución de la demanda en consumo y de la potencia contratada por grupo tarifario, en la Liquidación 10/2014 se registra un desvío en los ingresos por peajes de acceso de los consumidores de -613,3 M€. Esta diferencia está motivada por la evolución de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW y, principalmente, por la evolución de la potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y consumidores conectados en media tensión. Este desvío representa un -5,4% de los ingresos previstos en la liquidación 10/2014 (-5,8% en la liquidación 9/2014), por lo que cabría esperar un desvío en los ingresos al final del ejercicio respecto a los previstos.
- Evolución de los **costes regulados**: cabe resaltar que la diferencia entre la retribución de las instalaciones renovables registrada y prevista en la Liquidación 10/2014 (246,5 M€), se reduce significativamente respecto a la liquidación anterior (699 M€). Esto es debido al impacto de la aplicación de la nueva normativa relativa al esquema retributivo de las instalaciones de producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos a la producción del mes de julio y a las reliquidaciones que resultan de la aplicación de la Disposición Transitoria 8ª del Real Decreto 413/2014.

Asimismo, es destacable la evolución favorable de los pagos por capacidad (lo cual supone una reducción de 296 M€ en los costes) debido, fundamentalmente, al escaso hueco térmico para la programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro registrado durante el primer semestre del año, y el desvío nulo en el coste del servicio de interrumpibilidad esperado en liquidación 14/2014 como consecuencia de la publicación de la Orden IET/1752/2014 por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad (que mantiene el límite de 550 M€ establecido en la Orden IET/107/2014).

Como resultado de la Liquidación 10/2014 el **Coefficiente de Cobertura se sitúa en el 78,92%** (72,56% en la liquidación 9/2014).

¹ Por otra parte cabe destacar el comportamiento favorable de la demanda en media y alta tensión con crecimientos interanuales entre el 1,4% y el 7,5%, por encima de los previstos.

1. Objeto del informe

Este Informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 10/2014 y el seguimiento mensual de la demanda, costes e ingresos del sistema eléctrico, a efectos de valorar su adecuación a la proyección anual incluida en la correspondiente Orden de peajes de acceso (Orden IET/107/2014), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

Dado que en esta liquidación provisional nº 10 de 2014 los ingresos no son suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, se ha aplicado lo establecido en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. El citado artículo establece que, en caso de que aparezcan desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual. Por ello, se ha procedido a calcular un coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que se pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación correspondiente.

3. Resultado de la liquidación provisional 10/2014

En el Cuadro 0 se presenta la previsión anual de los ingresos y costes sujetos a liquidación, de acuerdo con el escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2014

CONCEPTO	PREVISIÓN 2014 Orden IET/107/2014	
	GWh en consumo	Miles de €
Demanda en consumo (GWh) (1)		234.748
A. Ingresos Peajes de Acceso		14.960.572
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	234.748	14.813.274
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		129.698
Exceso de ingresos sobre la TUR de los consumidores sin derecho transitoriamente suministrados por los suministradores de referencia (Orden ITC/1659/2009)		17.600
B. Otros Ingresos Regulados		1.462.347
Ingresos pagos por capacidad		1.462.347
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.250.720
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.906.920
Ingresos por CO ₂		343.800
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		19.673.639
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura		3.055.923
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		22.059
Moratoria nuclear (0,454%)		66.724
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		147
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.966.993
Fondo de titulación		2.301.902
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		288.356
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		96.563
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		280.172
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura		16.559.298
Transporte		1.562.712
Retribución del transporte		1.659.595
Incentivo disponibilidad del transporte 2014		14.295
Revisión Transporte 2009 - 2011		- 111.178
Distribución y Gestión Comercial		5.043.145
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		4.665.141
Retribución distribución		4.572.584
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2014		92.557
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		321.304
Gestión Comercial		56.700
Retribución específica renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos		7.463.333
Retribución específica renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos		7.630.000
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)		- 166.667
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso		903.000
Sistema de Interrumpibilidad		550.000
Orden ITC/2370/2007		261.333
Orden IET/2013/2013		288.667
Coste Pagos por Capacidad		917.108
Incentivo a la Inversión		270.603
Incentivo a la Disponibilidad		187.096
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro		459.409
Previsión imputación diferencia pérdidas		120.000
H. Total Costes (H = F + G)		19.615.221
I. Otros costes liquidables ("+"= coste/"-" = ingreso)		50.000
Cierre Liquidaciones 2009-2011		50.000
J. Déficit/superavit de Liquidaciones (J = D - (F + I))		8.418

Fuente: Orden IET/107/2014

(1) Según la Memoria que acompaña a la Orden IET/107/2014.

La previsión de la liquidación de las actividades reguladas (Cuadro 0), debidamente laminada, será la que se empleará como base de comparación de los resultados de las diferentes liquidaciones. En la periodificación de las previsiones anuales se ha tenido en cuenta la estacionalidad de las diferentes partidas de ingresos y costes. Con carácter general, la periodificación se ha realizado teniendo en cuenta el promedio de la relación entre la liquidación 10 y la liquidación 14 (o 12, en su caso) de los ejercicios 2010-2013. En el Anexo I se muestra la periodificación de la demanda, ingresos y costes.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 10 de 2014 y el grado de cobertura de los costes como la previsión de Liquidación 10/2014 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014, a efectos del análisis de los resultados bajo dos puntos de vista:

- *Análisis de la cobertura de los costes*
Por un lado, dado que en aplicación del artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, si aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual, en el Cuadro 1 se incluyen los resultados de la liquidación provisional teniendo en cuenta el Coeficiente de Cobertura aplicado, definido éste como la relación entre los costes que se pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación correspondiente.
- *Análisis de los desvíos*
Por otro lado, se comparan los resultados de la liquidación provisional teniendo en cuenta la totalidad de los costes que se reconocen en la liquidación con la previsión de liquidaciones de actividades reguladas efectuada a partir de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014, a efectos de realizar un seguimiento de las distintas partidas.

Se indica que, a diferencia de los conceptos incluidos en el Cuadro 0, con objeto de ajustar la comparación entre los resultados de la liquidación y la previsión de la liquidación, no se incluyen aquellas partidas de coste pendientes de desarrollo normativo, postergando su consideración al momento en que dicha normativa sea efectiva. En particular, no se incluye el impacto de la revisión de la retribución del transporte de los ejercicios 2009, 2010 y 2011, el impacto del RDL 9/2013 sobre la retribución de las primas del régimen especial correspondientes al ejercicio 2013 y el impacto de las liquidaciones definitivas correspondientes a los ejercicios 2009, 2010 y 2011.

Cuadro 1. Liquidación provisional 10/2014 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 10/2014 con costes reconocidos (A)	Liq. 10/2014 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 10/2014 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	176.426	176.426	179.247	- 2.821	-2%
A. Ingresos Peajes de Acceso	10.863.939	10.863.939	11.471.023	- 607.084	-5%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	10.746.994	10.746.994	11.360.313	- 613.319	-5%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	96.986	96.986	95.550	1.436	2%
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	19.959	19.959	15.160	4.799	32%
B. Otros Ingresos Regulados	1.231.359	1.231.359	1.208.524	22.835	2%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	79.815	79.815	79.815	-	-
Ingresos pagos por capacidad	1.149.654	1.149.654	1.208.524	- 58.870	-5%
Ingresos por imputación pérdidas	-	-	-	-	-
Ingresos por Intereses	1.890	1.890	-	1.890	-
C. Ingresos Externos a Peajes	1.264.004	1.264.004	1.264.004	-	0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	1.014.314	1.014.314	1.014.314	-	0%
Ingresos por CO ₂ **	249.690	249.690	249.690	-	0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 11.464	-	-	-
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	13.359.302	13.347.838	13.943.551	- 584.249	-4%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.290.461	2.290.461	2.334.337	- 43.876	-2%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	16.052	16.052	16.917	- 865	-5%
Moratoria nuclear (0,454%)	49.384	49.384	51.171	- 1.787	-3%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	107	107	113	- 6	-5%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.224.235	2.224.235	2.266.137	- 41.902	-2%
Fondo de titulización	1.719.927	1.719.927	1.751.363	- 31.436	-2%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	210.675	210.675	221.141	- 10.466	-5%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	80.469	80.469	80.469	-	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	213.164	213.164	213.164	-	0%
Correcciones de medidas	683	683	683	683	0%
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	14.010.508	11.057.377	13.990.040	20.468	0%
Transporte	1.394.908	1.100.890	1.394.908	-	0%
Retribución del transporte	1.394.908	1.100.890	1.394.908	-	0%
Distribución y Gestión Comercial	4.208.255	3.321.240	4.202.622	5.633	0%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	3.887.618	3.068.187	3.887.618	-	0%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	273.387	215.762	267.754	5.633	2%
Gestión Comercial	47.250	37.291	47.250	-	0%
Prima del Régimen Especial	6.466.021	5.103.115	6.219.444	246.577	4%
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso	752.500	593.888	752.500	-	0%
Sistema de Interrumpibilidad	528.056	416.753	463.706	64.350	14%
Coste Pagos por Capacidad	523.717	413.328	819.809	- 296.092	-36%
Coste Diferencia de Pérdidas **	137.051	108.163	137.051	-	0%
H. Total Costes (H = F + G)	16.300.969	13.347.838	16.324.377	- 23.408	0%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 2.941.667	-	- 2.380.826	- 560.841	24%

Fuente: CNMC

* La demanda en consumo no incluye la energía de conexiones internacionales

** En la previsión se han usado los datos reales al no disponer de previsión sobre el momento de pago

En el Cuadro 2 se muestran los ingresos y costes relativos a los distribuidores con menos de 100.000 clientes que anteriormente estaban acogidos a la disposición transitoria undécima de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre.

Cuadro 2. Cuadro detalle liquidación DT11 de la Ley 54/1997 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 10/2014 con costes reconocidos	Liq. 10/2014 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	4.815	4.815
A. Ingresos Peajes de Acceso	390.948	390.948
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	389.761	389.761
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	764	764
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	423	423
E. Total Ingresos	390.948	390.948
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	9.682	9.682
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	585	585
Moratoria nuclear (0,454%)	1.793	1.793
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	4	4
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	7.680	7.680
Correcciones de medidas	- 380	- 380
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	273.387	215.762
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	273.387	215.762
H. Total Costes (H = F + G)	283.069	225.444
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	107.879	165.504

Fuente: CNMC

En el Cuadro 3 se han incluido los ingresos y costes correspondientes a ejercicios anteriores y los relacionados con la función de los distribuidores de venta de energía a tarifas, todos los cuales se integran en las liquidaciones. Se ha optado por esta solución para, de este modo, aislar los efectos que pudieran tener respecto a la liquidación de este ejercicio.

Cuadro 3. Regularización de resultados de ejercicios anteriores a 2014

CONCEPTO	Liquidación nº 10 2014	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-3.466	707.610
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	678.585	24.175.132
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	2.859.787	1.430.131
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	3.534.907	26.312.873
CUOTAS		573.283
Compensación insulares y extrapeninsulares		-188.309
Operador del Sistema		-8.880
Operador del Mercado		-74
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		42.142
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		147.509
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-3.197
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		584.539
Cuota compensación por int.y reg.especial		-367
Costes transición a la competencia		-79
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		-1
TOTAL INGRESOS NETOS		25.739.590
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-3.785	-182.377
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		-1.944.520
TOTAL COSTE ENERGIA	-3.785	-2.126.897
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		27.866.487
Compensaciones DT11 RE		0
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		56.123.868
Ingresos por Gestión de la Interrumpibilidad		3.116.642
Coste Distribución Grupos B y C años Anteriores		7.291.679
Diferencias		79.815.318

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en esta liquidación provisional nº 10 de 2014 los ingresos no son suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, se ha aplicado lo establecido en el artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en lo referente a que si aparecieran desviaciones transitorias entre los ingresos y costes, dichas desviaciones serán soportadas por todos los sujetos del sistema de liquidación de forma proporcional a la retribución que les corresponda en cada liquidación mensual. Por ello, se ha procedido a calcular un coeficiente de cobertura que se define como la relación entre los costes que pueden sufragar con los ingresos disponibles y los costes registrados en la liquidación nº 10 de 2014.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 10 se ha situado en un **78,92%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Coeficiente de cobertura

LIQUIDACIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS

Año 2014

Desde Enero
Hasta Octubre

Formulario C

Nº 10

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS		Transporte	1.394.908.333,34
Ingresos Brutos a Tarifa	707.610,00	Distribución y Gestión Comercial	4.208.254.266,60
Ingresos Brutos a Peajes	10.869.585.155,49	Compensación Insular y Extrapeninsular	752.500.000,00
Ingresos Orden ITC/1659/2009	19.958.651,78	Prima del Régimen Especial	6.466.020.795,86
Ingresos por Incumplimiento del Bono Social	0,00	Demanda de Interrumpibilidad	528.056.390,36
Ingresos Pagos por Capacidad	1.149.653.724,17	Coste Pagos por Capacidad	523.716.671,55
Ingresos del Tesoro	1.264.004.148,52	Coste Diferencia de Pérdidas	137.050.951,24
Cuotas a Tarifa	-50.100,26		
Cuotas a Peajes	-276.741.022,49		
Pagos Liquidación provisional n+1	-11.463.878,54		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	56.123.868,18		
Ingresos por Intereses	1.890.219,34		
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	3.116.641,66		
TOTAL INGRESOS (A)	13.076.785.017,85		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a 2014)	-182.377,23		
Coste del Régimen Especial sin C.C	-1.944.520,20		
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	682.240,89		
Déficit Segunda Subasta	80.468.900,00		
Desajuste de ingresos temporal 2013	213.164.196,71		
Fondo de Titulización del Déficit	1.719.927.115,46		
Coste Distribución años anteriores	7.291.679,28		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	2.019.407.234,91		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B)	11.057.377.782,94	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C)	14.010.507.408,95
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,789220365843173

Fuente: CNMC

Se indica que, dado que el Coeficiente de Cobertura se define como la relación entre los costes que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales, cuanto mayor sean los ingresos en cada liquidación mayor será el coeficiente de cobertura.

Los ingresos principales del sistema eléctrico son:

- Los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución.
- Los ingresos provenientes de los impuestos establecidos por la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

Respecto a los ingresos por peajes de acceso de un mes, sólo pueden considerarse definitivos cuando se hayan facturado ese mes y los dos meses siguientes. Según esto, la distribución de ingresos, sin tener en cuenta la estacionalidad, se venía distribuyendo de acuerdo con la secuencia siguiente:

Cuadro 5. Facturación del consumo eléctrico

	Mes m	Mes m+1	Mes m+2
Tarifas baja tensión	16%	69%	15%
Tarifas alta tensión	73%	27%	
Total facturación	28%	57%	15%

Fuente: CNMC

Por tanto, en la liquidación de enero históricamente, y sin tener en cuenta la estacionalidad, se dispone sólo de un 28% de los ingresos correspondientes a consumos del mes de enero; en la liquidación de febrero se dispone de un 85% acumulado de consumos del mes de enero y un 28% de febrero; en la liquidación de marzo se dispone ya del 100% de los consumos de enero, de un 85 % de los consumos de febrero y un 28% de marzo; y así sucesivamente tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

Por otra parte, en los primeros meses del año los ingresos del Tesoro por la mencionada Ley 15/2012 son reducidos debido a los diferentes devengos del impuesto.

En conclusión, teniendo en cuenta que las empresas facturan los peajes de acceso con un decalaje respecto al consumo y que en los primeros meses del año los ingresos por la mencionada Ley 15/2012 son reducidos, el coeficiente de cobertura en las primeras liquidaciones del año es bajo.

Cuadro 6. Liquidación de los ingresos asociados a los peajes de los consumidores eléctricos por mes de consumo (datos históricos)

Mes de consumo	Número liquidación provisional													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Enero	0,28	0,57	0,15											
Febrero		0,28	0,57	0,15										
Marzo			0,28	0,57	0,15									
Abril				0,28	0,57	0,15								
Mayo					0,28	0,57	0,15							
Junio						0,28	0,57	0,15						
Julio							0,28	0,57	0,15					
Agosto								0,28	0,57	0,15				
Septiembre									0,28	0,57	0,15			
Octubre										0,28	0,57	0,15		
Noviembre											0,28	0,57	0,15	
Diciembre												0,28	0,57	0,15
Total mensual	0,28/12	0,85/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	1/12	0,72/12	0,15/12
Total acumulado	0,28/12	1,13/12	2,13/12	3,13/12	4,13/12	5,13/12	6,13/12	7,13/12	8,13/12	9,13/12	10,13/12	11,13/12	11,85/12	12/12
=	2,33%	9,42%	17,75%	26,08%	34,42%	42,75%	51,08%	59,42%	67,75%	76,08%	84,42%	92,75%	98,75%	100,00%

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 7 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2014 en términos anuales, la previsión del desajuste para el ejercicio 2014 debidamente laminada y el desajuste que resulta de la Liquidación 10/2014.

En primer lugar cabe señalar que, como se ha mencionado anteriormente, dada la diferente estacionalidad entre los ingresos y los costes del sistema y que el consumo eléctrico de un mes se factura entre ese mes y los dos siguientes, se produce un desajuste entre ingresos y costes mayor en las primeras liquidaciones del año, que va reduciéndose conforme avanza el ejercicio, así como un coeficiente de cobertura menor en las primeras liquidaciones del año.

Esto significa que un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden IET/107/2014, muestra un desajuste en las liquidaciones provisionales a lo largo del ejercicio por la distinta periodificación de ingresos y costes. En particular, teniendo en cuenta los ingresos y de costes previstos para 2014 en dicha Orden, el resultado para esta liquidación provisional, consistente con un ejercicio con suficiencia tarifaria, se sitúa en -2.380,8 M€. Sin embargo, en la Liquidación 10/2014 se registra un desajuste adicional de, aproximadamente, -560,8 M€ debido, principalmente, a los siguientes factores:

- Una reducción de los ingresos por peajes de acceso (-613,3 M€) debido a una evolución desfavorable en los primeros ocho meses del año de la demanda y de la potencia facturada por grupo tarifario respecto de la previsión para el ejercicio de la Orden IET/107/2014. En particular, los datos interanuales de agosto 2014 muestran una disminución de la potencia

facturada del 2,5%, mientras que la demanda interanual se sitúa en -1,2%. En este sentido se observa que, en la Liquidación 10/2014 los ingresos por peajes de acceso representan el 72% de los costes liquidados, en lugar del 76% esperado.

- Unos mayores costes regulados de, aproximadamente, 23,4 M€, resultado de +246,5 M€ en retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovable, cogeneración y residuos; un menor coste en pagos por capacidad (-296 M€) y un mayor coste del sistema de interrumpibilidad (+64,3 M€). Como se ha señalado en informes anteriores, la diferencia en la retribución de renovables, cogeneración y residuos se va reduciendo, como resultado de las reliquidaciones por la energía producida durante los meses de 2014 en los que transitoriamente ha aplicado el régimen económico contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008. Las reliquidaciones correspondientes a 2014 se imputarán todas al ejercicio 2014 (hasta que se haga la liquidación definitiva). De forma similar, el pasado 30 de septiembre se publicó en el BOE la Orden IET/1752/2014, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad. La citada Orden mantiene el límite de 550 M€ establecido en la Orden IET/107/2014, por lo que el desvío será nulo en la Liquidación 14/2014.

Cuadro 7. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 10/2014

	Previsión anual 2014 Orden IET/107/2014	Previsión de Liquidación 10/2014	Liquidación 10/2014
Costes regulados (miles €) (A)	18.202.874	15.115.853	15.069.610
Costes de acceso	18.975.958	15.504.568	15.777.252
Otros costes regulados (1)	- 773.084	- 388.715	- 707.642
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.960.572	11.471.023	10.863.939
% sobre costes regulados	82%	76%	72%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.250.720	1.264.004	1.264.004
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.906.920	1.014.314	1.014.314
Ingresos subastas CO2	343.800	249.690	249.690
% otros ingresos sobre costes regulados	18%	8%	8%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	8.418	- 2.380.826	- 2.941.667
% sobre los costes regulados (2)	0,046%	16%	20%

Fuente: CNMC (Liquidación 10/2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad, la revisión de la retribución del transporte correspondiente a los ejercicios 2009-2011, el impacto del RDL 9/2013 sobre las primas del

RE correspondientes al ejercicio 2013, la previsión del impacto de las liquidaciones definitivas de los ejercicios 2009-2011 y regularización de ejercicios anteriores a 2014.

En los epígrafes siguientes se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014. A efectos de realizar el seguimiento de cada una de esas partidas y con objeto de detectar posibles desvíos significativos respecto a la previsión inicial con mayor grado de precisión, en el presente informe se ha definido un rango de variación² (máximo, mínimo y promedio) para cada uno de los conceptos analizados.

6. Previsión de demanda

6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)

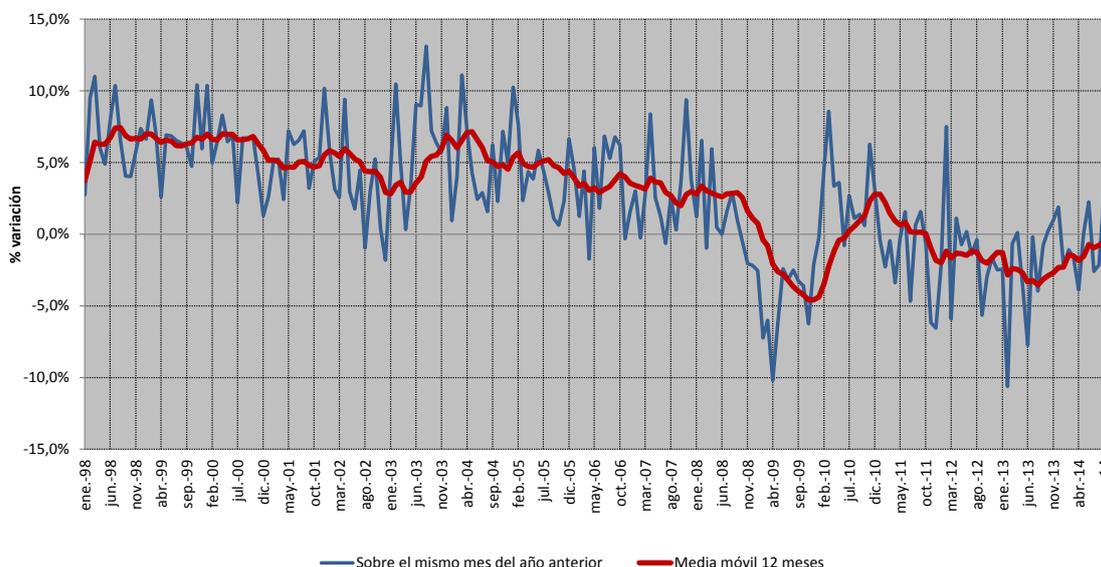
La demanda nacional en b.c. registrada en el periodo comprendido entre diciembre de 2013 y noviembre de 2014 asciende a 258.339 GWh, cifra inferior en 1.193 GWh (- 0,5%) a la prevista para el ejercicio 2014, según la memoria que acompaña a la Orden IET/107/2014 (259.532 GWh). Cabe señalar que la tasa de variación de la demanda de los últimos doce meses (diciembre 2013-noviembre de 2014) se sitúa en el -0,87%, inferior a la registrada en el mes de octubre (-0,51%), como consecuencia de la contracción de la demanda de octubre que registró una caída del 3,32% respecto del mismo mes del año anterior (véanse Cuadro 8 y Gráfico 1).

² El rango de variación para cada una de las partidas analizadas se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo de la relación entre el importe liquidado en la Liquidación objeto de seguimiento y la liquidación 14 de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013.

Cuadro 8. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes		% Variación s/acumulado		% Variación s/últimos 12 meses	
	2012	2013	2014	año anterior		anual		meses	
				13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13	13 s/ 12	14 s/ 13
Enero	24.364	23.767	23.234	-2,45	-2,24	-2,45	-2,24	-1,28	-2,30
Febrero	24.241	21.666	21.430	-10,62	-1,09	-6,52	-1,69	-2,85	-1,44
Marzo	22.545	22.392	22.026	-0,68	-1,64	-4,67	-1,67	-2,39	-1,52
Abril	20.601	20.624	19.822	0,11	-3,89	-3,60	-2,19	-2,47	-1,83
Mayo	21.394	20.627	20.640	-3,59	0,06	-3,60	-1,76	-2,69	-1,54
Junio	22.048	20.342	20.799	-7,74	2,25	-4,27	-1,13	-3,34	-0,73
Julio	23.090	23.045	22.447	-0,19	-2,60	-3,68	-1,36	-3,24	-0,94
Agosto	22.959	22.050	21.578	-3,96	-2,14	-3,71	-1,45	-3,54	-0,77
Septiembre	21.111	20.952	21.569	-0,75	2,94	-3,40	-0,98	-3,15	-0,48
Octubre	20.967	21.018	20.973	0,24	-0,21	-3,06	-0,91	-2,90	-0,51
Noviembre	21.394	21.601	20.884	0,97	-3,32	-2,71	-1,13	-2,69	-0,87
Diciembre	22.514	22.938	-	1,88	-	-2,32	-	-2,32	-
Anual	267.227	261.023	235.400						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2014 Balance de Energía

Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%). Enero de 1998-noviembre de 2014


Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2014, Balance de Energía

De acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación interanual de la demanda en b.c. del sistema peninsular en noviembre de 2014 registró una caída del 0,88% (0,53% en octubre), la del sistema canario del 0,65% (0,70% en octubre) y la del sistema balear una caída del 0,96% (un 0,14% en octubre). Por el contrario, la demanda en b.c. del sistema melillense experimentó un aumento del 1,04% (1,13% en octubre) y la del sistema ceutí del 6,10% (5,89% en octubre).

Informe sobre la liquidación provisional 10/2014. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema

La tasa de variación de los últimos doce meses (octubre 2013- noviembre 2014) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 0,2%, la del sistema balear del -1,8% y la del sistema canario del 0,6%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

Según la información publicada en la web de REE sobre previsiones mensuales del Operador del Sistema (disponible en <http://www.esios.ree.es/web-publica/>), la demanda en b.c. del sistema peninsular prevista para 2014 ascendería a 245.015 GWh, cifra 195 GWh superior (0,1%) a la prevista para el ejercicio 2014 en la Orden IET/107/2014 (244.820 GWh) (véase Cuadro 9).

Cuadro 9. Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2014 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	GWh	2014	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	22.046	-2,25	-2,27
Febrero	20.352	-0,96	-1,40
Marzo	20.870	-1,66	-1,49
Abril	18.725	-3,96	-1,81
Mayo	19.472	0,13	-1,51
Junio	19.567	2,21	-0,70
Julio	21.078	-2,59	-0,91
Agosto	20.163	-2,16	-0,75
Septiembre	20.212	2,70	-0,49
Octubre	19.726	-0,23	-0,53
Noviembre	19.786	-3,30	-0,88
Diciembre	23.019	5,88	-0,53
Anual	245.015		- 0,53

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en amarillo.

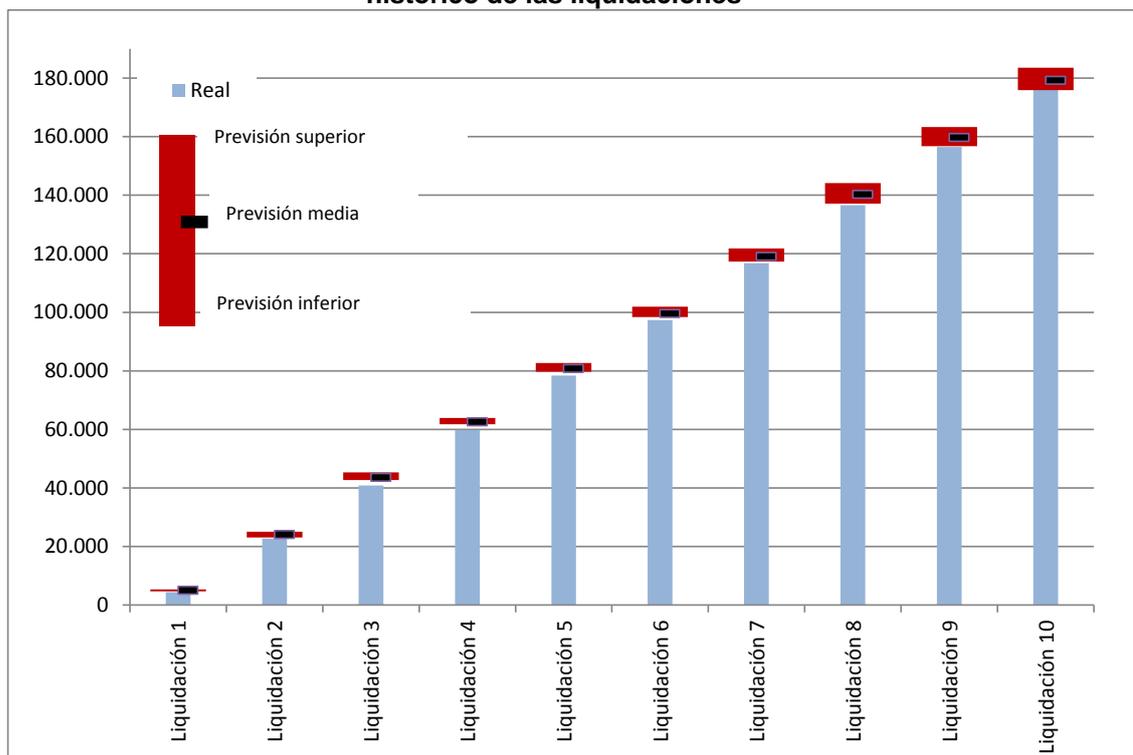
Se indica que el Operador del Sistema ha revisado a la baja la previsión de demanda en b.c. peninsular respecto de la incluida en el Informe de la Liquidación 9/2014 (245.754 GWh), tras la incorporación de la demanda registrada en noviembre de 2014.

6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 10/2014 asciende a 176.426 GWh, cifra que se encuentra un 1,6% por debajo del valor previsto³ para dicho mes respecto a la previsión anual, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones. Esta diferencia supone una reducción respecto a la Liquidación 9/2014 (-2,1%) y supone el retorno a la tendencia de reducción progresiva de la diferencia entre la demanda prevista y real observada en liquidaciones anteriores, si bien habrá que esperar a sucesivas liquidaciones para confirmar la consolidación de esta tendencia de reducción.

La demanda en consumo declarada en la liquidación 10/2014 representa el 75,2% de la demanda prevista para el ejercicio 2014, valor inferior al valor promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2010 a 2013 (76,4%).

Gráfico 2. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la demanda anual prevista. Intervalo de variación de la demanda máxima, mínima y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

³ El rango de variación se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo, mínimo y promedio de la relación entre la demanda liquidada en Liquidación 1 y la liquidación 14 de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013.

Respecto de la mejora del desvío en la demanda respecto del registrado en la Liquidación 9/2014, cabe señalar que se corresponde con la evolución registrada en la demanda en consumo, cuya tasa móvil de doce meses (septiembre 2013-agosto 2014) mejora ligeramente en el -1,2% (véanse Cuadro 10 y el Gráfico 3).

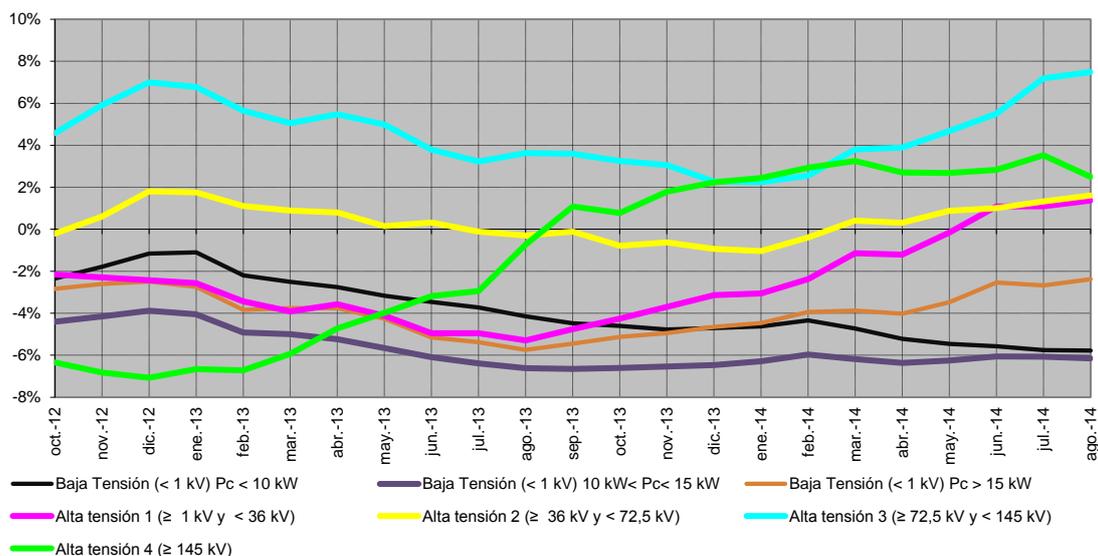
Cuadro 10. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión
Tasa de variación anual media de 12 meses.

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2013	septiembre	-4,5%	-6,7%	-5,5%	-4,8%	-0,1%	3,6%	1,1%	-3,7%
	octubre	-4,6%	-6,6%	-5,1%	-4,3%	-0,8%	3,2%	0,8%	-3,6%
	noviembre	-4,8%	-6,5%	-5,0%	-3,7%	-0,6%	3,1%	1,8%	-3,3%
	diciembre	-4,7%	-6,5%	-4,6%	-3,1%	-0,9%	2,3%	2,2%	-3,1%
2014	enero	-4,6%	-6,3%	-4,5%	-3,1%	-1,0%	2,2%	2,4%	-3,0%
	febrero	-4,3%	-6,0%	-3,9%	-2,4%	-0,4%	2,6%	2,9%	-2,5%
	marzo	-4,7%	-6,2%	-3,9%	-1,1%	0,4%	3,8%	3,3%	-2,1%
	abril	-5,2%	-6,4%	-4,0%	-1,2%	0,3%	3,9%	2,7%	-2,3%
	mayo	-5,5%	-6,2%	-3,5%	-0,2%	0,9%	4,7%	2,7%	-1,9%
	junio	-5,6%	-6,1%	-2,5%	1,1%	1,0%	5,5%	2,8%	-1,4%
	julio	-5,8%	-6,1%	-2,7%	1,1%	1,3%	7,2%	3,5%	-1,3%
	agosto	-5,8%	-6,1%	-2,4%	1,4%	1,6%	7,5%	2,5%	-1,2%

Fuente: CNMC

Nota: No incluye conexiones internacionales ni información sobre los suministros conectados a las redes de los distribuidores con menos de 100.000 clientes

Gráfico 3. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.



Fuente: CNMC

Adicionalmente, en el Cuadro 11 y Gráfico 4 se muestra la evolución de la potencia facturada por nivel de tensión, por su impacto en los ingresos del sistema.

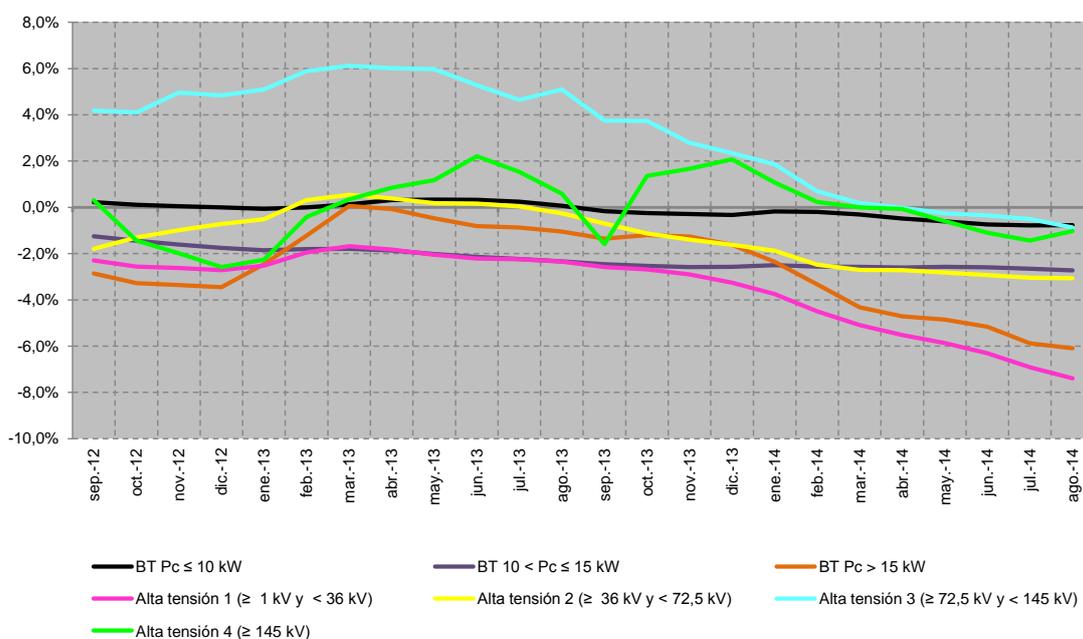
Cuadro 11. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW					
2013	septiembre	-0,2%	-2,5%	-1,4%	-2,6%	-0,7%	3,8%	-1,6%	-0,8%
	octubre	-0,2%	-2,5%	-1,2%	-2,7%	-1,1%	3,7%	1,4%	-0,8%
	noviembre	-0,3%	-2,6%	-1,3%	-2,9%	-1,4%	2,8%	1,7%	-0,9%
	diciembre	-0,3%	-2,6%	-1,6%	-3,3%	-1,6%	2,3%	2,1%	-1,0%
2014	enero	-0,2%	-2,5%	-2,4%	-3,7%	-1,9%	1,9%	1,1%	-1,1%
	febrero	-0,2%	-2,6%	-3,3%	-4,5%	-2,5%	0,7%	0,2%	-1,4%
	marzo	-0,3%	-2,6%	-4,3%	-5,1%	-2,7%	0,2%	0,0%	-1,7%
	abril	-0,5%	-2,6%	-4,7%	-5,5%	-2,7%	0,0%	-0,1%	-1,9%
	mayo	-0,6%	-2,6%	-4,9%	-5,9%	-2,8%	-0,3%	-0,6%	-2,0%
	junio	-0,7%	-2,6%	-5,2%	-6,3%	-2,9%	-0,3%	-1,1%	-2,2%
	julio	-0,8%	-2,6%	-5,9%	-6,9%	-3,0%	-0,5%	-1,4%	-2,4%
	agosto	-0,8%	-2,7%	-6,1%	-7,4%	-3,1%	-0,9%	-1,0%	-2,5%

Fuente: CNMC

Nota: No incluye conexiones internacionales ni información sobre los suministros conectados a las redes de los distribuidores con menos de 100.000 clientes

Gráfico 4. Evolución mensual de la potencia facturada nacional en consumo por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.



Fuente: CNMC

En el Cuadro 12 se compara la demanda por grupo tarifario registrada en 2013⁴ y la previsión de la demanda para 2014⁵, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes para 2014.

Al comparar las previsiones para el ejercicio 2014 con la evolución registrada en los últimos meses, se observa que, con carácter general, la demanda prevista para los consumidores conectados en baja tensión presenta tasas de variación superiores (0,5%) a las registradas en los últimos doce meses (entre el -2,4% y el -6,1%). Por el contrario, la demanda prevista para 2014 de los consumidores conectados en media y alta tensión presentan tasas de variación sobre el cierre del ejercicio 2013 inferiores (0,0% y 0,1%) a las tasas de variación registradas en los últimos doce meses (entre el 1,4% y 7,5%).

Respecto de la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2014 se observa que, en general, muestra tasas de variación respecto del ejercicio 2013 superiores a las medias móviles registradas a agosto de 2014 en todos los peajes, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, mostrándose las diferencias más relevantes en los peajes de acceso 3.0 A, 3.1 A y 6.1. Sin embargo, para potencias contratadas por debajo de 10 kW, la tasa de variación prevista respecto al ejercicio 2014 (-2,5%) es inferior a la observada en la interanual de agosto (-0,8%). En cualquier caso, para el total de potencia facturada, la previsión sobre 2014 se sitúa en -1,2%, mientras que el valor interanual de agosto se sitúa en -2,5%.

⁴ Se indica que las variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2013 se obtienen añadiendo a las variables de facturación declaradas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes, las variables de facturación estimadas para las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes a partir de las declaraciones en SINCRO. Las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes realizan sus declaraciones por año y mes de facturación, en lugar de por año y mes de consumo.

⁵ Resultado de imponer la estructura de consumos prevista por la CNMC para 2014 a la previsión de la demanda para 2014 del Ministerio.

Cuadro 12. Comparación del número de clientes y su consumo desagregado por grupo tarifario registrados en la Liquidación 14/2013 con las previstas para el ejercicio 2014, según la Memoria de la Orden IET/107/2014.

Peaje	Real 2013 (A) (1)			Previsión 2014 (Orden IET/107/2014) (B) (2)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada	Consumo
Baja Tensión	28.491.421	150.886	114.085	28.416.786	148.394	114.699	-0,3%	-1,7%	0,5%
Pc ≤ 10 kW	26.830.055	114.936	69.358	26.931.627	112.019	69.804	0,4%	-2,5%	0,6%
2.0 A	25.704.469	108.222	61.880	25.771.368	105.694	62.276	0,3%	-2,3%	0,6%
2.0 DHA	1.124.548	6.709	7.472	1.159.077	6.319	7.523	3,1%	-5,8%	0,7%
2.0 DHS	1.038	5	6	1.182	5	5	13,9%	13,4%	-14,1%
10 kW < Pc ≤ 15 kW	888.563	11.273	9.476	887.557	11.232	9.552	-0,1%	-0,4%	0,8%
2.1 A	711.908	8.998	6.369	711.733	8.977	6.428	0,0%	-0,2%	0,9%
2.1 DHA	176.527	2.273	3.105	175.596	2.254	3.122	-0,5%	-0,9%	0,5%
2.1 DHS	128	2	2	227	2	2	77,1%	20,5%	-13,7%
Pc > 15 kW	772.803	24.677	35.251	773.425	27.399	35.343	0,1%	11,0%	0,3%
3.0 A	772.803	24.677	35.251	773.425	27.399	35.343	0,1%	11,0%	0,3%
Media tensión	106.108	23.177	70.716	105.591	23.594	70.702	-0,5%	1,8%	0,0%
3.1 A	86.134	7.351	15.515	85.593	7.483	15.381	-0,6%	1,8%	-0,9%
6.1	19.974	15.826	55.201	19.998	16.111	55.322	0,1%	1,8%	0,2%
Alta tensión	2.590	9.409	49.281	2.572	9.373	49.347	-0,7%	-0,4%	0,1%
6.2	1.609	3.412	16.401	1.607	3.446	16.755	-0,1%	1,0%	2,2%
6.3	435	1.787	9.209	429	1.739	9.122	-1,2%	-2,7%	-0,9%
6.4 (3)	546	4.210	23.671	536	4.188	23.470	-1,9%	-0,5%	-0,8%
Total	28.600.119	183.472	234.083	28.524.950	181.361	234.748	-0,3%	-1,2%	0,3%

Fuente: CNMC y Memoria de la Orden IET/107/2014.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2013, obtenidas añadiendo a las variables de facturación declaradas por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes las variables de facturación estimadas de las empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes a partir de las declaraciones en SINCRO.
- (2) Resultado de imponer a la demanda prevista por el Ministerio, según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden, la estructura prevista por la CNMC para 2014.
- (3) Incluye Tránsito Tajo-Segura.

Adicionalmente, en el Cuadro 13 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (septiembre 2013-agosto 2014), a efectos de ilustrar su impacto en el desvío de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores. En particular, se muestran para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes:

- Las variables de facturación previstas por la CNMC para 2014 (primer cuadro);
- Las variables de facturación registradas en los últimos doce meses en la base de datos de liquidaciones (segundo cuadro);
- La diferencia entre las variables previstas y registradas en términos absolutos (tercer cuadro), y en términos relativos (cuarto cuadro).

Respecto de la comparación de la previsión de la demanda de la CNMC con la información registrada en la base de datos de liquidaciones se realizan las siguientes observaciones:

- 1) La demanda en consumo nacional prevista por la CNMC⁶ para el ejercicio 2014 ascendía a 233.409 GWh, cifra inferior en 1.339 GWh a la prevista por el Ministerio (234.748 GWh), según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso para 2014. Se indica que la estructura de la demanda prevista por el Ministerio resulta de imponer la estructura de consumos prevista por la CNMC para 2014.
- 2) No incluye la demanda los consumidores conectados a redes de empresas distribuidoras con menos de 100.000 clientes, al realizar éstas sus declaraciones por año y mes de facturación, en lugar de por año y mes de consumo, y con una periodicidad distinta a la mensual.

De la comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2014 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (septiembre 2013- agosto 2014) se observa que, con carácter general, la potencia contratada por periodo horario registrada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada por periodo prevista para el ejercicio 2014, con la excepción de la potencia contratada de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW (peajes 2.0 A, 2.0 DHA y 2.0 DHS), los consumidores acogidos al peaje 2.1 DHS y el periodo 1 de los peajes 6.3 y 6.4. Como ya se ha indicado, las mayores diferencias en las potencias contratadas por periodos horarios se registran en los peajes 3.0 A, 3.1 A y 6.1.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto para el ejercicio 2014 es superior al consumo registrado en los últimos doce meses con la excepción de los consumidores de baja tensión acogidos a la discriminación horaria supervalle (2.0 DHS y 2.1 DHS) y los consumidores acogidos al peaje 3.1 A e inferior en los periodos 1 (con la excepción del peaje 6.1), 2 y 6 en los peajes de alta tensión.

⁶ Véase “Informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica” disponible en <http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/Informe%20peajes%20electricidad%20%202014.pdf>

Cuadro 13. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2014 y las registradas en los últimos 12 meses (septiembre 2013-agosto 2014) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2014. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	27.502.479	145.544	26.431	26.619	-	-	-	76.539	25.854	8.004	-	-	-	110.397
2.0 A	24.795.576	102.253	-	-	-	-	-	60.002	-	-	-	-	-	60.002
2.0 DHA	1.113.166	6.089	-	-	-	-	-	2.488	4.753	-	-	-	-	7.241
2.0 DHS	1.182	5	-	-	-	-	-	2	2	1	-	-	-	5
2.1 A	681.900	8.640	-	-	-	-	-	6.174	-	-	-	-	-	6.174
2.1 DHA	167.451	2.164	-	-	-	-	-	1.005	1.986	-	-	-	-	2.991
2.1 DHS	227	2	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	2
3.0	742.977	26.390	26.431	26.619	-	-	-	6.868	19.112	8.002	-	-	-	33.983
Alta tensión	105.194	30.747	32.279	33.301	25.520	25.672	30.393	11.027	16.859	11.476	9.500	13.575	55.226	117.662
3.1.A	83.040	7.089	7.500	8.137	-	-	-	3.103	6.049	5.815	-	-	-	14.967
6.1	19.590	15.276	15.586	15.764	15.860	15.950	19.077	4.813	6.186	3.280	5.333	7.559	26.843	54.014
6.2	1.603	3.285	3.406	3.431	3.472	3.484	4.249	1.237	1.717	871	1.459	2.114	9.244	16.643
6.3	426	1.501	1.768	1.783	1.829	1.850	2.215	512	798	417	731	1.092	5.370	8.920
6.4	535	3.595	4.019	4.186	4.359	4.388	4.851	1.361	2.109	1.092	1.977	2.810	13.768	23.118
Total	27.607.674	176.291	58.709	59.920	25.520	25.672	30.393	87.566	42.714	19.479	9.500	13.575	55.226	228.059

Últimos 12 meses (septiembre 2013-agosto 2014). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	27.505.987	143.126	23.162	22.465	-	-	-	72.749	25.321	7.991	-	-	-	106.060
2.0 A	24.752.287	103.358	-	-	-	-	-	56.828	-	-	-	-	-	56.828
2.0 DHA	1.177.291	6.799	-	-	-	-	-	2.311	4.802	-	-	-	-	7.113
2.0 DHS	1.996	10	-	-	-	-	-	4	5	7	-	-	-	16
2.1 A	679.450	8.528	-	-	-	-	-	5.850	-	-	-	-	-	5.850
2.1 DHA	168.316	2.098	-	-	-	-	-	976	1.896	-	-	-	-	2.872
2.1 DHS	296	4	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	-	4
3.0	728.350	22.330	23.162	22.465	-	-	-	6.778	18.617	7.983	-	-	-	33.377
Alta tensión	105.072	28.771	30.323	31.109	23.884	24.080	29.864	11.296	17.100	11.143	8.572	12.854	58.916	119.881
3.1.A	82.838	6.506	7.135	7.527	-	-	-	3.104	6.176	5.996	-	-	-	15.276
6.1	19.651	13.915	14.194	14.354	14.448	14.564	18.758	4.865	6.131	3.000	4.875	7.212	28.444	54.528
6.2	1.597	3.136	3.261	3.307	3.334	3.346	4.164	1.257	1.731	791	1.321	1.965	9.644	16.710
6.3	416	1.506	1.745	1.757	1.807	1.848	2.095	576	862	423	728	1.114	5.917	9.619
6.4	572	3.707	3.990	4.164	4.295	4.321	4.848	1.494	2.200	933	1.647	2.563	14.912	23.749
Total	27.611.059	171.897	53.485	53.574	23.884	24.080	29.864	84.044	42.420	19.135	8.572	12.854	58.916	225.942

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Energía Consumida (GWh)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	- 3.508	2.418	3.269	4.153	-	-	-	3.791	534	12	-	-	-	4.337
2.0 A	43.288	- 1.105	-	-	-	-	-	3.174	-	-	-	-	-	3.174
2.0 DHA	- 64.125	- 709	-	-	-	-	-	177	- 48	-	-	-	-	128
2.0 DHS	- 814	- 4	-	-	-	-	-	- 3	- 3	- 6	-	-	-	- 11
2.1 A	2.450	112	-	-	-	-	-	324	-	-	-	-	-	324
2.1 DHA	1.135	67	-	-	-	-	-	28	90	-	-	-	-	119
2.1 DHS	- 68	- 2	-	-	-	-	-	- 1	- 0	- 1	-	-	-	- 2
3.0	14.626	4.060	3.269	4.153	-	-	-	91	495	19	-	-	-	605
Alta tensión	122	1.976	1.955	2.192	1.636	1.592	528	- 269	- 240	332	928	721	- 3.691	- 2.219
3.1.A	202	583	365	610	-	-	-	- 0	- 127	- 181	-	-	-	- 308
6.1	- 61	1.362	1.392	1.409	1.412	1.385	319	- 51	55	280	458	346	- 1.601	- 513
6.2	6	149	145	124	138	138	85	- 20	- 14	80	138	149	- 400	- 67
6.3	11	- 6	23	26	22	1	121	- 64	- 64	- 5	2	- 22	- 547	- 699
6.4	- 37	- 112	29	23	64	67	3	- 133	- 90	159	329	247	- 1.143	- 632
Total	- 3.386	4.394	5.224	6.345	1.636	1.592	528	3.522	293	345	928	721	- 3.691	2.117

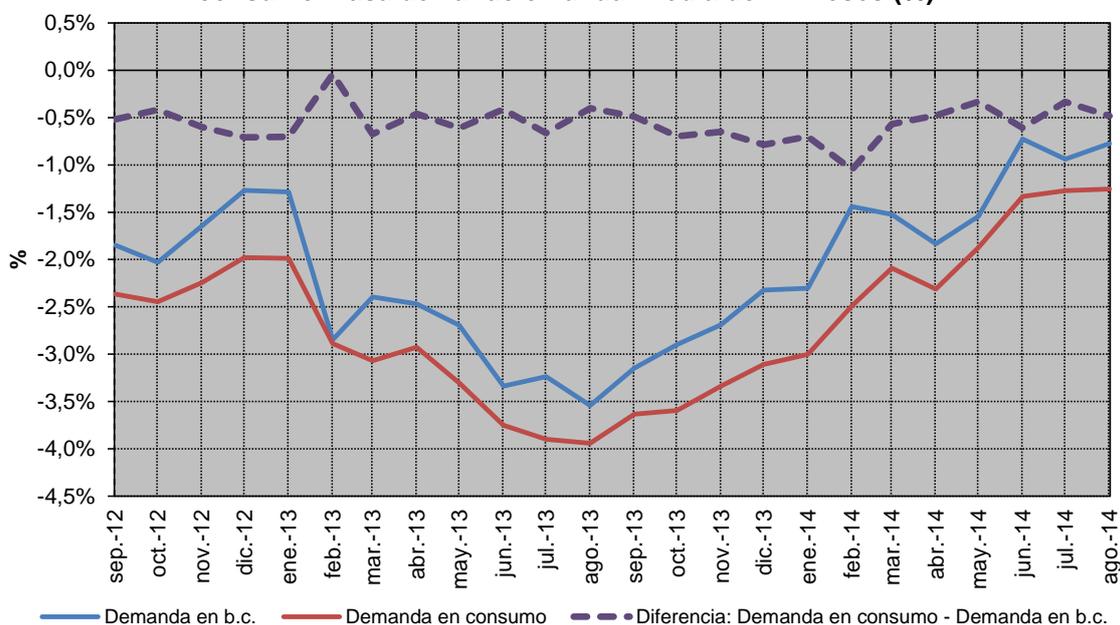
Porcentaje de variación (B) sobre (A)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (5)						Energía consumida por periodo horario						Energía Consumida (GWh)
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	0,0%	-1,7%	-12,4%	-15,6%				-5,0%	-2,1%	-0,2%				-3,9%
2.0 A	-0,2%	1,1%						-5,3%	-2,1%	-0,2%				-5,3%
2.0 DHA	5,8%	11,7%						-7,1%	1,0%					-1,8%
2.0 DHS	68,9%	85,8%						128,2%	162,2%	492,1%				231,3%
2.1 A	-0,4%	-1,3%						-5,2%						-5,2%
2.1 DHA	-0,7%	-3,1%						-2,8%	-4,5%					-4,0%
2.1 DHS	30,0%	88,5%						95,0%	58,5%	173,5%				101,8%
3.0	-2,0%	-15,4%	-12,4%	-15,6%				-1,3%	-2,6%	-0,2%				-1,8%
Alta tensión	-0,1%	-6,4%	-6,1%	-6,6%	-6,4%	-6,2%	-1,7%	2,4%	1,4%	-2,9%	-9,8%	-5,3%	6,7%	1,9%
3.1.A	-0,2%	-8,2%	-4,9%	-7,5%				0,0%	2,1%	3,1%				2,1%
6.1	0,3%	-8,9%	-8,9%	-8,9%	-8,9%	-8,7%	-1,7%	1,1%	-0,9%	-8,5%	-8,6%	-4,6%	6,0%	1,0%
6.2	-0,4%	-4,5%	-4,3%	-3,6%	-4,0%	-4,0%	-2,0%	1,6%	0,8%	-9,2%	-9,5%	-7,0%	4,3%	0,4%
6.3	-2,5%	0,4%	-1,3%	-1,5%	-1,2%	-0,1%	-5,4%	12,5%	8,0%	1,3%	-0,3%	2,0%	10,2%	7,8%
6.4	6,8%	3,1%	-0,7%	-0,5%	-1,5%	-1,5%	-0,1%	9,8%	4,3%	-14,5%	-16,7%	-8,8%	8,3%	2,7%
Total	0,0%	-2,5%	-8,9%	-10,6%	-6,4%	-6,2%	-1,7%	-4,0%	-0,7%	-1,8%	-9,8%	-5,3%	6,7%	-0,9%

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, al igual que en informes anteriores, en el gráfico siguiente se compara la evolución de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central y de la demanda en consumo. Se observa que en todo el periodo analizado, con la excepción del mes de febrero de 2013, la demanda en consumo registra una tendencia de caída más pronunciada que la demanda en barras de central (medida a partir de la evolución de las tasas de variación anual de los últimos 12 meses) hasta agosto de 2013. A partir de esa fecha y hasta febrero de 2014 ambas demandas aumentan, siendo la tendencia de aumento de la demanda en barras de central más pronunciada que la demanda en consumo.

Gráfico 5. Evolución mensual de la demanda nacional en barras de central y en consumo. Tasa de variación anual media de 12 meses (%).



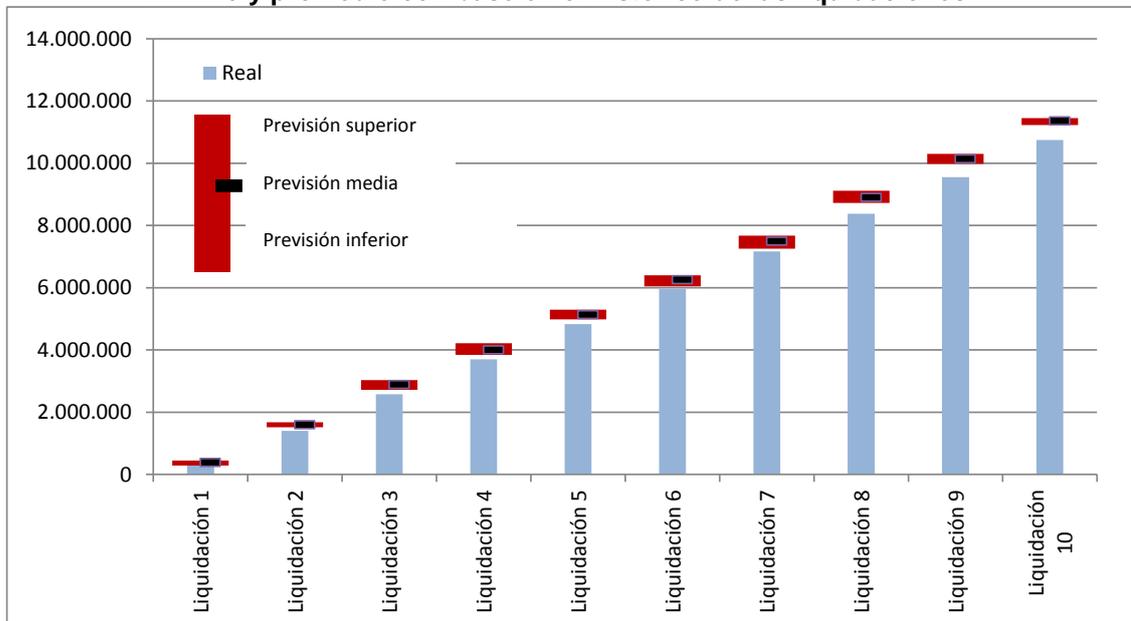
Fuente: CNMC

7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores

Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación 10/2014 ascendieron a 10.747 M€, cifra un 5,4% inferior al valor promedio registrado en la Liquidación 10 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 6).

Gráfico 6. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de consumidores (miles €) registrados en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la previsión de la liquidación. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

Cabe señalar que, se mantiene la diferencia entre los ingresos previstos para la liquidación y los ingresos registrados, siendo la diferencia de -613,3 M€, en línea con la evolución registrada en el consumo.

Esta diferencia se explica, fundamentalmente, por la diferente estructura de la demanda (la demanda en baja tensión ha evolucionado más desfavorablemente, mientras que la demanda en media y alta tensión ha evolucionado por encima de lo previsto) y, por otra parte, por una previsión de potencias facturadas superior (-1,2%) a la que realmente se está registrando (-2,5%).

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 14 se compara las variables de facturación previstas por la CNMC correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 para el ejercicio 2014 y la facturación registrada en los últimos doce meses (septiembre 2013-agosto 2014) en la base de datos de Liquidaciones. Cabe destacar que las mayores diferencias se producen en la facturación del término de potencia de los peajes 3.0 A, 3.1 A y 6.1 A y la facturación del término de energía del peaje 2.0 A.

Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2014 y las registradas en los últimos 12 meses según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2014. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2014 (Miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.502.479	110.397	6.756.590	3.668.518	10.425.109
2.0 A	24.795.576	60.002	3.890.062	2.641.716	6.531.778
2.0 DHA	1.113.166	7.241	231.658	164.806	396.464
2.0 DHS	1.182	5	199	127	326
2.1 A	681.900	6.174	384.004	354.114	738.118
2.1 DHA	167.451	2.991	96.200	101.120	197.321
2.1 DHS	227	2	86	66	151
3.0	742.977	33.983	2.154.382	406.569	2.560.950
Alta tensión	105.194	117.662	2.924.565	713.033	3.637.598
3.1.A	83.040	14.967	761.259	167.019	928.278
6.1	19.590	54.014	1.709.877	397.758	2.107.636
6.2	1.603	16.643	210.590	64.924	275.514
6.3	426	8.920	89.962	29.924	119.886
6.4	535	23.118	152.877	53.408	206.284
Total	27.607.674	228.059	9.681.156	4.381.551	14.062.707

Últimos 12 meses (septiembre 2013-agosto 2014). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/10/7/2014 (Miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.505.987	106.060	6.505.019	3.488.254	9.993.273
2.0 A	24.752.287	56.828	3.932.104	2.501.962	6.434.066
2.0 DHA	1.177.291	7.113	258.649	153.951	412.599
2.0 DHS	1.996	16	370	296	666
2.1 A	679.450	5.850	379.020	335.546	714.565
2.1 DHA	166.316	2.872	93.227	97.820	191.047
2.1 DHS	296	4	161	126	287
3.0	728.350	33.377	1.841.489	398.553	2.240.043
Alta tensión	105.072	119.881	2.719.938	716.533	3.436.471
3.1.A	82.838	15.276	708.338	170.057	878.395
6.1	19.651	54.528	1.566.931	394.890	1.961.821
6.2	1.597	16.710	202.117	64.679	266.796
6.3	416	9.619	89.125	32.331	121.456
6.4	572	23.749	153.426	54.576	208.002
Total	27.611.059	225.942	9.224.957	4.204.787	13.429.744

Diferencia (A) - (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/10/7/2014 (Miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	- 3.508	4.337	251.571	180.265	431.836
2.0 A	43.288	3.174	- 42.042	139.754	97.712
2.0 DHA	- 64.125	128	- 26.991	10.856	- 16.135
2.0 DHS	- 814	- 11	- 171	- 169	- 340
2.1 A	2.450	324	4.984	18.568	23.552
2.1 DHA	1.135	119	2.973	3.301	6.274
2.1 DHS	- 68	- 2	- 76	- 60	- 136
3.0	14.626	605	312.893	8.015	320.908
Alta tensión	122	- 2.219	204.627	- 3.500	201.127
3.1.A	202	- 308	52.921	- 3.038	49.883
6.1	- 61	- 513	142.946	2.868	145.814
6.2	6	- 67	8.472	245	8.717
6.3	11	- 699	837	- 2.407	- 1.570
6.4	- 37	- 632	- 549	- 1.168	- 1.718
Total	- 3.386	2.117	456.199	176.764	632.963

Diferencia (A) sobre (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/10/7/2014		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	0,0%	4,1%	3,9%	5,2%	4,3%
2.0 A	0,2%	5,6%	-1,1%	5,6%	1,5%
2.0 DHA	-5,4%	1,8%	-10,4%	7,1%	-3,9%
2.0 DHS	-40,8%	-69,8%	-46,2%	-57,0%	-51,0%
2.1 A	0,4%	5,5%	1,3%	5,5%	3,3%
2.1 DHA	0,7%	4,1%	3,2%	3,4%	3,3%
2.1 DHS	-23,1%	-50,5%	-47,0%	-47,8%	-47,3%
3.0	2,0%	1,8%	17,0%	2,0%	14,3%
Alta tensión	-3,5%	-13,3%	21,4%	-10,3%	14,3%
3.1.A	0,2%	-2,0%	7,5%	-1,8%	5,7%
6.1	-0,3%	-0,9%	9,1%	0,7%	7,4%
6.2	0,4%	-0,4%	4,2%	0,4%	3,3%
6.3	2,6%	-7,3%	0,9%	-7,4%	-1,3%
6.4	-6,4%	-2,7%	-0,4%	-2,1%	-0,8%
Total	0,0%	0,9%	4,9%	4,2%	4,7%

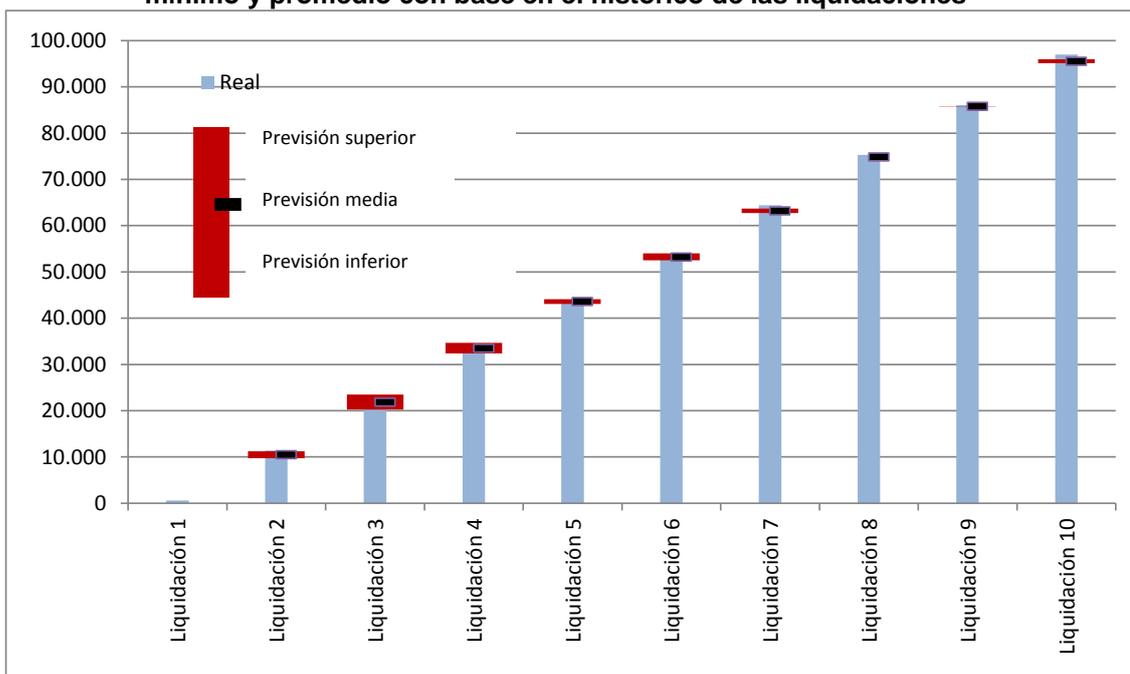
Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 10/2014 representan el 72,5% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14, cifra inferior al valor mínimo registrado (75,8%) según el histórico de las liquidaciones.

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos por peajes de los generadores declarados en la Liquidación 10/2014 ascienden a 96.986 miles de €, cifra superior en 1,4 M€ (1,5%) al promedio de los ingresos por peajes de los generadores registrados en las Liquidaciones 10/2012 y 10/2013.

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la previsión de liquidación (1). Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

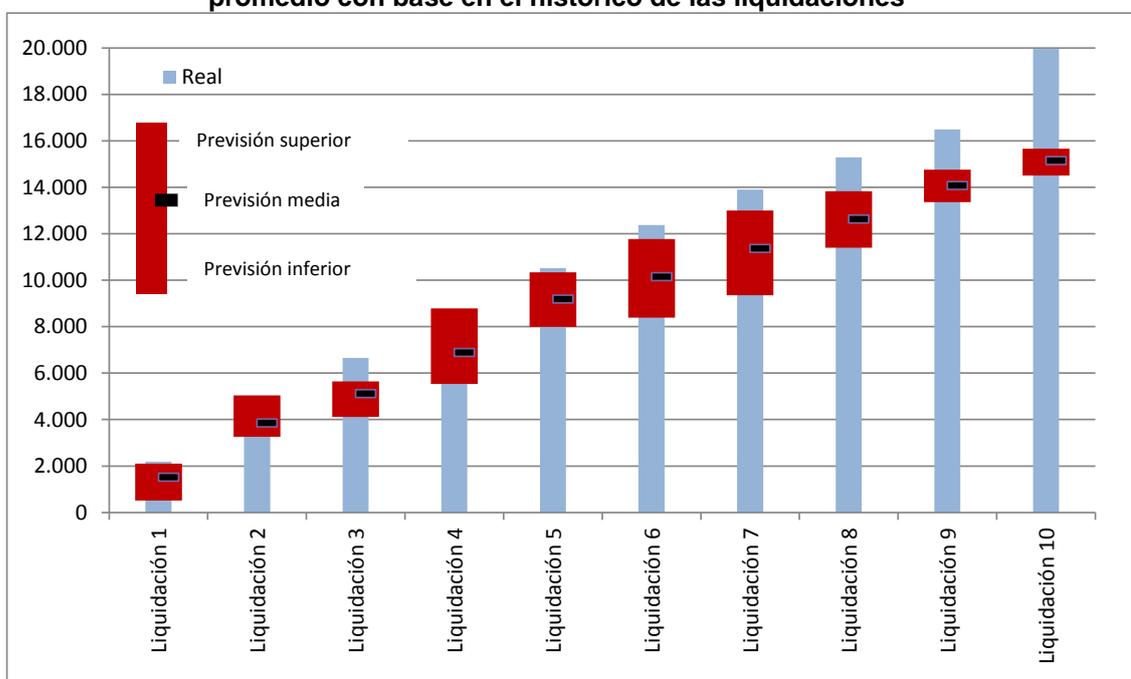
Nota:

- (1) Los peajes de los generadores comenzaron a ser declarados en la Liquidación 2/2012. Por tanto, para calcular los rangos de variación de los ingresos previstos por este concepto se ha tomado la información de las liquidaciones correspondientes a los ejercicios 2012 y 2013, sin que se disponga de información para el rango de variación correspondiente a la primera liquidación del ejercicio 2014.

7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014

En la Liquidación 10/2014 se han declarado 19.959 miles de € en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014⁷, importe que está un 31,7% por encima del valor promedio definido, teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 registrados en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de los ingresos previstos por este concepto. Intervalo de variación de los ingresos por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009 máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

La evolución de los ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, por encima de los valores previstos, podría deberse a la desaceleración de la reducción del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC⁸ suministrado por un comercializador de último recurso (véanse Cuadro 15 y Gráfico 9).

⁷ Antes regulado en el artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009.

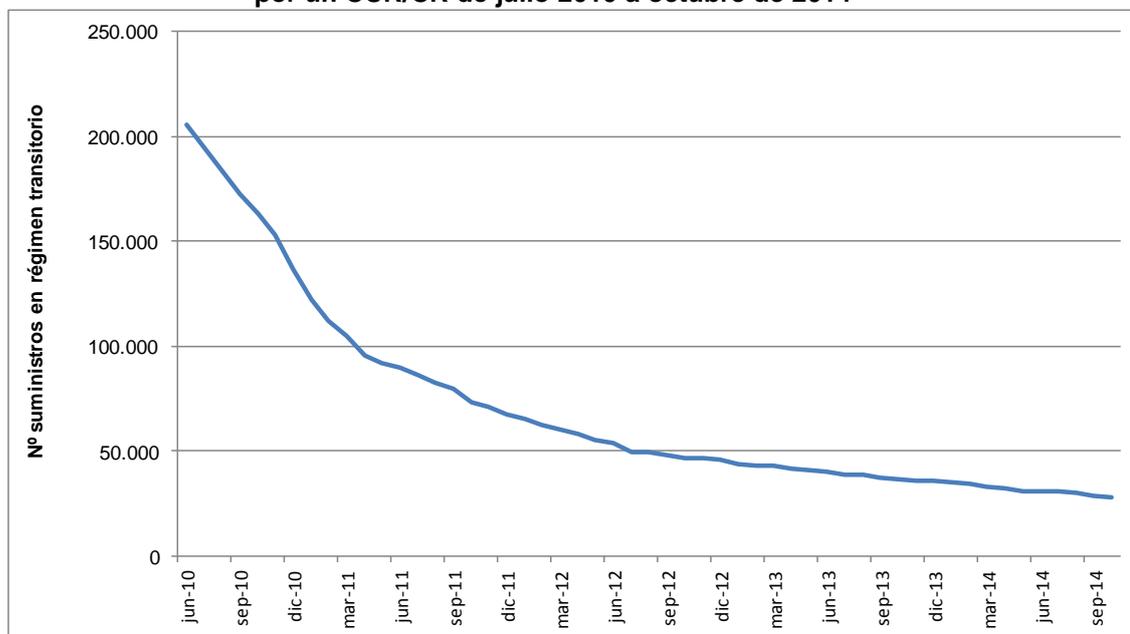
⁸ Precio voluntario al pequeño consumidor y comercializador de referencia desde la entrada en vigor de la Ley 24/2013.

Cuadro 15. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR desagregada por tipo de consumidor. Diciembre 2010-Octubre 2014

Tipo de consumidor	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14	sep-14	oct-14
Grandes Clientes (AT)	277	857	334	117	137	118	109	349	152	117	117	111	100	91
Grandes Clientes (BT)	2.312	615	224	225	250	232	198	176	184	305	173	171	122	106
AAPP (Alta tensión)	1.626	861	617	386	400	380	353	346	335	339	336	257	248	229
AAPP (Baja Tensión)	41.189	17.925	9.394	6.106	5.666	5.537	5.304	5.208	4.610	4.567	4.587	4.428	4.221	3.920
Pymes (AT)	2.449	1.290	1.064	735	822	757	736	700	653	612	594	606	565	541
Pymes (BT)	33.458	17.078	11.406	8.694	8.579	8.035	7.490	7.096	6.869	6.675	6.596	6.314	6.097	5.823
Domésticos (AT)	81	121	136	128	129	132	121	121	127	131	136	131	128	125
Domésticos (BT)	54.489	28.780	22.324	19.054	18.986	18.748	18.302	17.989	17.712	17.706	17.593	17.496	17.079	16.801
Otros (AT)	12	30	27	29	28	28	24	24	24	28	30	29	30	29
Otros (BT)	364	185	221	258	248	240	224	211	208	219	207	200	203	202
Total	136.257	67.742	45.747	35.732	35.245	34.207	32.861	32.220	30.874	30.699	30.369	29.743	28.793	27.867

Fuente: CNMC

Gráfico 9. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR de julio 2010 a octubre de 2014



Fuente: CNMC

7.4. Previsión de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012

En la Liquidación provisional 10/2014 se han registrado 416,6 M€ por aplicación de la Ley 15/2012 (352,3 M€) y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero (64,3 M€). Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 1.264,0 M€, el 38,9% del importe previsto para el ejercicio 2014, 3.251 M€ (véase Cuadro 16).

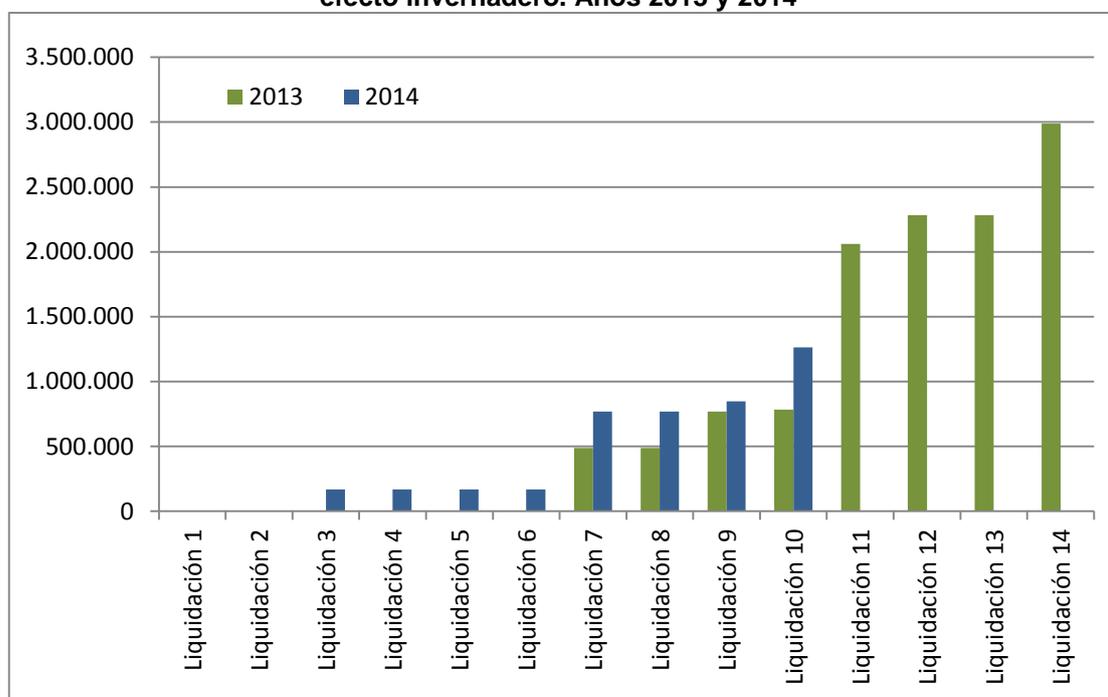
Cuadro 16. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2014	3.830.315,14	93.589.720,74	72.122.941,08	169.542.976,96
Liquidación 4/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 5/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 6/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 7/2014	439.231.247,44	89.404.685,31	71.095.838,76	599.731.771,51
Liquidación 8/2014	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 9/2014	-9.448.126,47	45.426.052,01	42.218.381,88	78.196.307,42
Liquidación 10/2014	303.884.632,24	48.395.660,82	64.252.799,57	416.533.092,63
TOTAL	737.498.068,35	276.816.118,88	249.689.961,29	1.264.004.148,52

Fuente: CNMC

A efectos informativos, en el Gráfico 10 se muestra la evolución de los ingresos acumulados procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero durante 2013 y 2014. Se observa que, en 2013, el grueso de los ingresos externos a peajes se produjo en las últimas liquidaciones del ejercicio.

Gráfico 10. Evolución de los ingresos acumulados (miles €) procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Años 2013 y 2014



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2013 y 2014).

8. Previsión de costes

En el presente epígrafe se analizan aquellas partidas de coste que han presentado mayores desvíos en la previsión de la Liquidación 10/2014: retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, el coste del servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad.

Adicionalmente, si bien no se produce un desvío en el coste de la compensación extrapeninsular, en la medida en que se incorpora en la correspondiente liquidación la doceava parte del coste previsto, se realiza un seguimiento de su evolución, a efectos de detectar posibles desvíos respecto del importe total considerado en la Orden IET/107/2014.

Cabe señalar que los importes de la retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, el coste del servicio de interrumpibilidad y el coste de la compensación extrapeninsular dependen de la evolución del precio del mercado. Al respecto se indica que en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que revisan los peajes para 2014 no se aportó información sobre los precios implícitos en las distintas partidas de coste. No obstante, las partidas incluidas en la Orden IET/107/2014 son similares a las previstas por la CNMC para 2014⁹, por lo que en el epígrafe 8.1 se compara la previsión de la CNMC del precio del mercado, en términos anuales, con el precio finalmente registrado en el mercado.

8.1. Evolución de la previsión del precio del mercado mayorista

El precio medio aritmético del mercado diario previsto para el ejercicio 2014, obtenido considerando el precio registrado en el mercado de contado para los meses de enero a noviembre (en sombreado), y la media, durante el mes de diciembre de 2014 (con datos hasta el día 11), de las cotizaciones de los contratos a plazo de diciembre¹⁰, ponderadas por el número de horas de cada contrato, asciende a 41,99 €/MWh, inferior en 6,52 €/MWh al previsto para el ejercicio 2014, al previsto por la CNMC para el ejercicio 2014 (véase Cuadro. 17).

⁹ Véase el Anexo del “Informe sobre la propuesta de Orden por la que se revisan los peajes de acceso de energía eléctrica” disponible en:

<http://www.cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/anexos%20peajes%20electricidad%20%202014.pdf>

¹⁰ En el contrato con vencimiento en el mes de diciembre se ha considerado la media ponderada por el número de días del precio medio del mercado de contado (datos hasta el 12-dic), así como la cotización media (con datos del 1 al 11 de diciembre) para los contratos de resto de mes.

Cuadro. 17 Actualización de la previsión del precio medio aritmético del mercado diario para 2014 con datos de contado de enero a noviembre y cotizaciones de contratos a plazo durante el mes de diciembre, junto con la previsión incluida en la memoria

	Cotización media en diciembre 2014 (€/MWh)	Previsión CNMC anual (€/MWh)
ene-14	33,62	
feb-14	17,12	
mar-14	26,67	
abr-14	26,44	
may-14	42,41	
jun-14	50,95	
jul-14	48,21	
ago-14	49,91	
sep-14	58,89	
oct-14	55,11	
nov-14	46,80	
dic-14	45,82	
Anual	41,99	48,51

Fuente: OMIE y OMIP

Cabe señalar que, el precio medio previsto para 2014 es inferior en 0,69 €/MWh al precio previsto en el anterior informe de seguimiento de la Liquidación 9/2014 (42,68 €/MWh). El descenso se ha debido a que el precio spot registrado en el mercado de contado en noviembre, 46,80 €/MWh, ha sido 3,82 €/MWh inferior al previsto en el anterior informe (obtenido a partir de las cotizaciones a plazo sobre el contrato de noviembre), junto con a la caída experimentada en la cotización a plazo de diciembre (5 €/MWh inferior a lo previsto en el anterior informe), para situarse en 45,82 €/MWh.

Por último, en OMIP se están cotizando contratos anuales con vencimiento en los años 2015 y 2016, si bien la liquidez del contrato a dos años vista es reducida. La cotización media con datos del 1 al 11 de diciembre de 2014, se sitúa en 47,48 €/MWh para el contrato con vencimiento en 2015 y en 47,82 €/MWh para el de 2016.

8.2. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos

La retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos (en adelante Retribución renovables) registrada en la Liquidación provisional

10/2014 asciende a 6.466 M€, cifra un 4% superior al importe esperado para esta Liquidación, teniendo en cuenta el importe previsto en la Memoria de la Orden IET/107/2014.

Cabe señalar que, desde la aplicación de la nueva metodología de retribución, establecida en el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la diferencia entre la retribución registrada en la Liquidación correspondiente y el importe previsto se ha reducido significativamente. En particular, en la Liquidación 9/2014 se registró una diferencia del 12,-5%, en la Liquidación 8/2014 del 17,9%, en la Liquidación 7/2014 del 25,8% y en la Liquidación 6/2014 del 30,4%.

En el Cuadro 18 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de octubre sin aplicar el coeficiente de cobertura.

Cuadro 18. Resultado de la liquidación provisional 10 de 2014 de retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos.

Tecnología	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Prima equivalente (M€)	Prima equivalente (€/MWh)
COGENERACIÓN	5.169	1.937	102	52,7
SOLAR FV	4.622	609	204	335,0
SOLAR TE	2.300	248	99	398,5
EÓLICA	22.770	3.358	104	31,1
HIDRÁULICA	1.685	286	2	5,4
BIOMASA	726	259	20	78,6
RESIDUOS	686	286	7	25,3
TRAT.RESIDUOS	349	129	11	82,6
OTRAS TECNOLOGÍAS	-	-	0	-
TOTAL	38.306	7.114	549	77,2

Fuente: CNMC, Liquidación de las primas equivalentes, primas, incentivos y complementos a las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial.

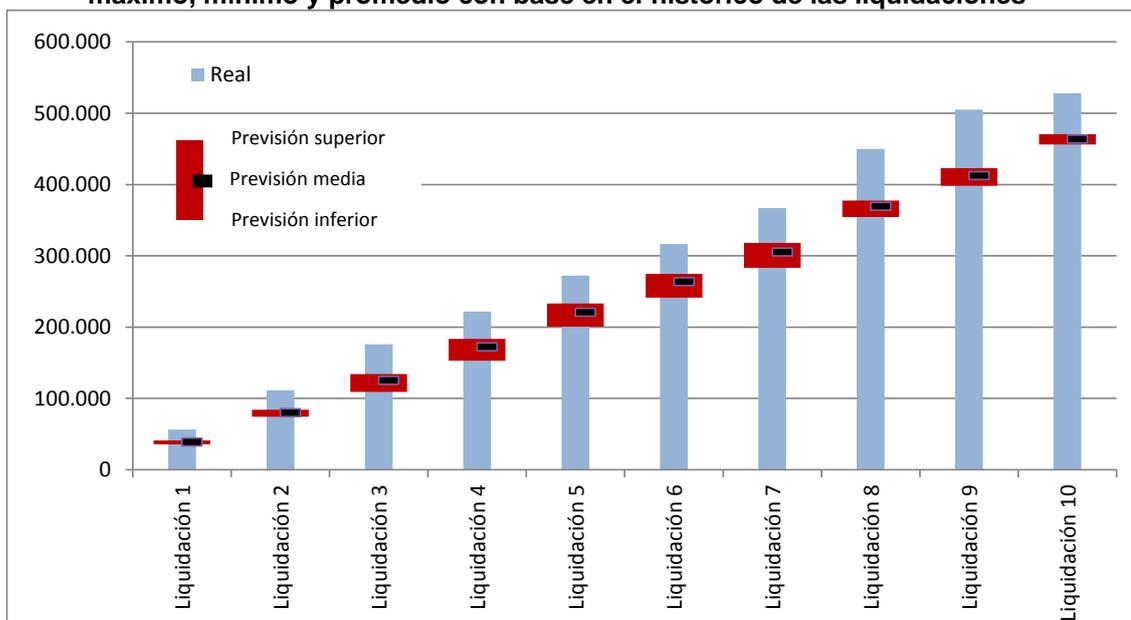
No obstante lo anterior, se indica que el aumento del coste de la producción renovable registrado en la Liquidación 10/2014 (169,6 M€) es inferior al coste de producción renovable correspondiente al mes de octubre debido a las reliquidaciones negativas que resultan de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014.

8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad

Como se observa en el Gráfico 11, teniendo en cuenta el histórico de la liquidación 10, el coste del servicio de interrumpibilidad registrado en la Liquidación 10/2014 se encontraría por encima del límite superior.

No obstante, como se ha indicado en informes anteriores, se espera un desvío nulo en la Liquidación 14/2014, teniendo en cuenta que la Orden IET/1752/2014, de 26 de septiembre, por la que se establece el calendario correspondiente a la temporada eléctrica y se modifican en consecuencia determinados aspectos relativos al servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad, mantiene el límite de 550 M€ establecido en la Orden IET/107/2014.

Gráfico 11. Comparación del coste del servicio de interrumpibilidad (miles €) registrado en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto del coste máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones

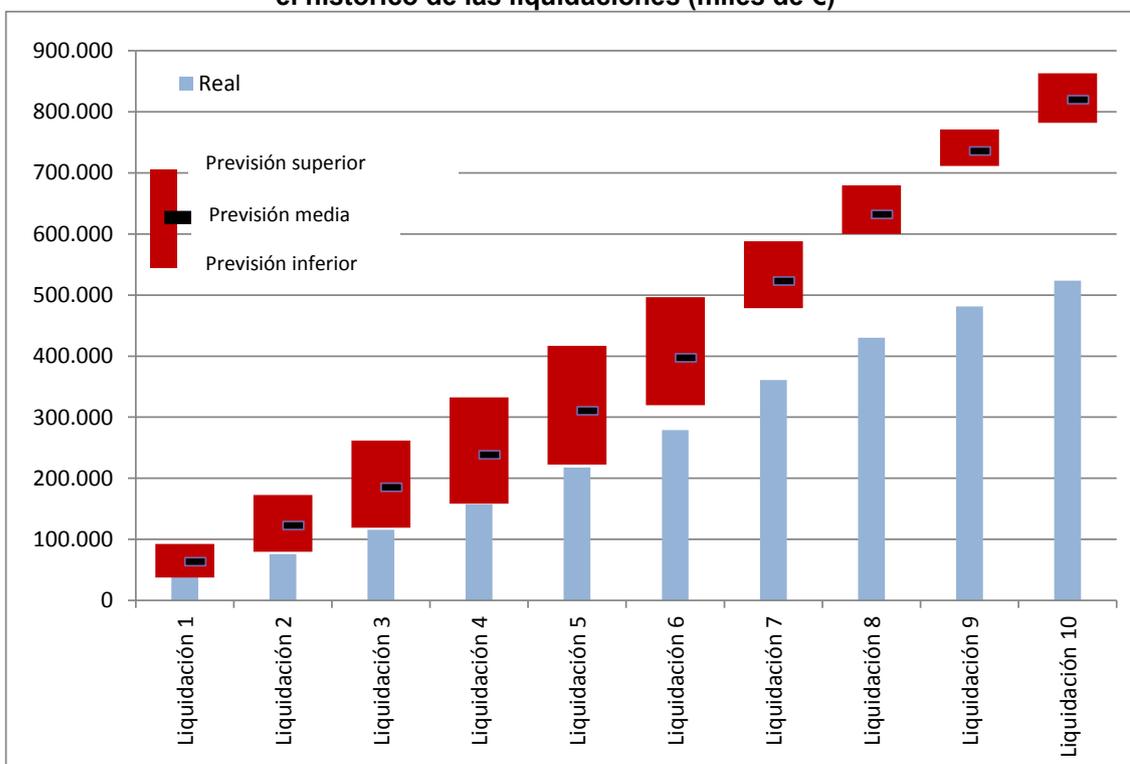


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

8.4. Coste de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro

El coste de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro registrado en la liquidación provisional 10/2014 asciende a 523,7 M€, cifra inferior en 296,1 M€ al valor promedio previsto para la Liquidación 10/2014 (819,8 M€), teniendo en cuenta la relación entre la liquidación 10 y la liquidación 12 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 12).

Gráfico 12. Comparación del coste de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro registrado en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la previsión de liquidación. Intervalo de variación del saldo de pagos por capacidad máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones (miles de €)

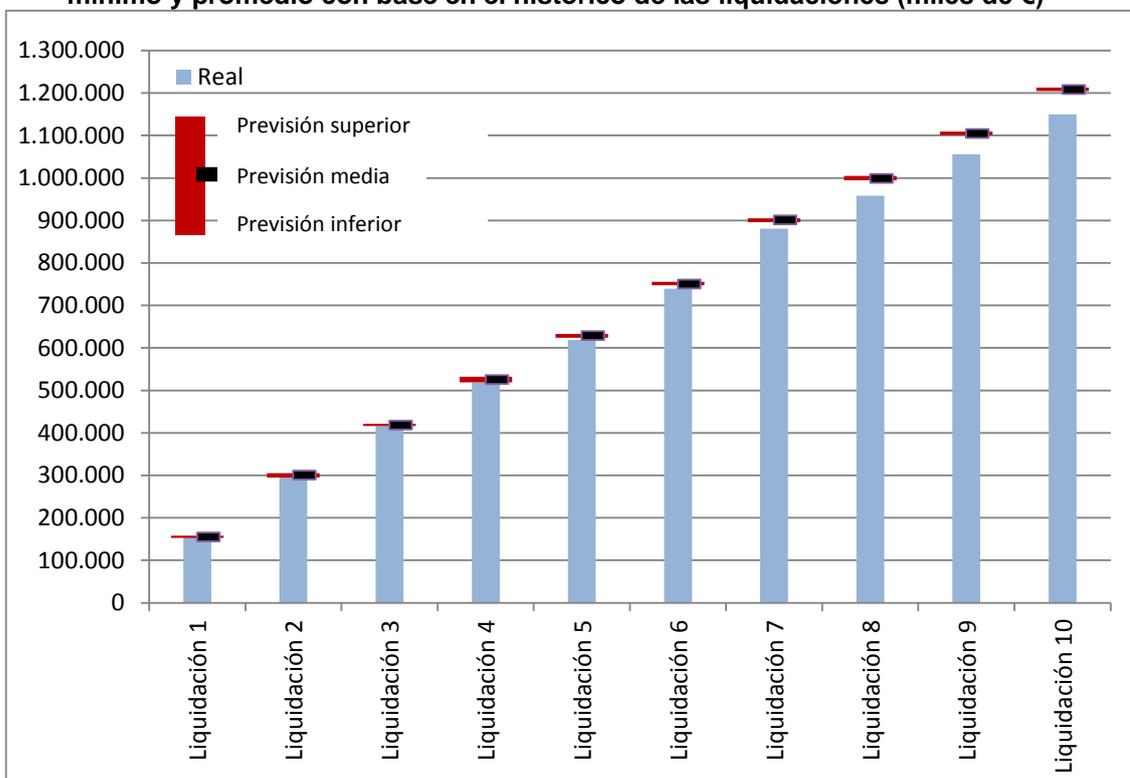


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014), REE (Informes mensuales de los servicios de ajuste) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

Cabe señalar que el desvío respecto de la previsión inicial se justifica por el escaso hueco térmico para la programación del mecanismo de restricciones por garantía de suministro (RGS) registrado en el primer semestre.

Por otra parte, en línea con la evolución de la demanda, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 10/2014 han resultado un 4,9% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 10 de ejercicios anteriores, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones (véase Gráfico 13).

Gráfico 13. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro registrado en las liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la previsión de liquidación. Intervalo de variación del saldo de pagos por capacidad máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones (miles de €)



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014), REE (Informes mensuales de los servicios de ajuste) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 10/2014 (626 M€) ha superado en 237,2 M€ al valor promedio previsto para la liquidación.

Para mayor información, en el Cuadro 19 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de octubre de 2014.

Cuadro 19. Evolución del saldo de los pagos por capacidad

	Financiación (Ingresos por pagos de la demanda s/normativa vigente) €	Pagos por Incentivo a la Inversión €	Saldo restricciones garantía de suministro €	Servicio Disponibilidad €	Saldo €
nov-13	110.649.975	21.636.129	8.450.050	15.261.362	65.302.434
dic-13	142.300.117	22.357.333	-6.165.077	15.477.194	110.630.667
ene-14	156.125.835	22.357.333	3.495.151	15.429.761	114.843.590
feb-14	142.090.551	20.193.720	387.021	13.913.821	107.595.989
mar-14	116.276.942	22.357.333	2.376.021	15.404.588	76.139.000
abr-14	99.613.458	21.636.129	5.033.737	14.907.665	58.035.927
may-14	100.634.069	22.357.333	22.461.895	15.404.588	40.410.253
jun-14	121.159.952	21.636.129	24.917.231	14.685.501	59.921.091
jul-14	149.219.088	22.357.333	44.773.369	14.941.604	67.146.782
ago-14	89.647.115	22.357.333	31.975.034	14.941.604	20.373.144
sep-14	105.427.883	21.636.129	15.040.150	14.459.617	54.291.987
oct-14	99.735.737	22.357.333	4.980.602	14.941.604	57.456.198

Fuente: REE, Informe Liquidación del Operador del Sistema Peninsular.

8.5. Anualidades del déficit de actividades reguladas

El desvío registrado en las anualidades del déficit se justifica por las emisiones registradas desde la publicación de la Orden IET/107/2014. Para mayor información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 4/2014.

8.6. Compensación extrapeninsular

En el Cuadro 20 se presenta el resultado de la producción de energía eléctrica térmica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) correspondiente a la producción del mes de octubre de 2014. Se indica que el cuadro resume la información de producción horaria de las unidades de producción, recibida por parte de REE.

La producción térmica convencional en el conjunto de los SENP alcanzó 1.075 GWh en este mes, lo que corresponde con un coste total provisional de 222.848.755,04 euros. De esta cantidad, 143.800.999,57 euros son la compensación extrapeninsular (véase Cuadro 20).

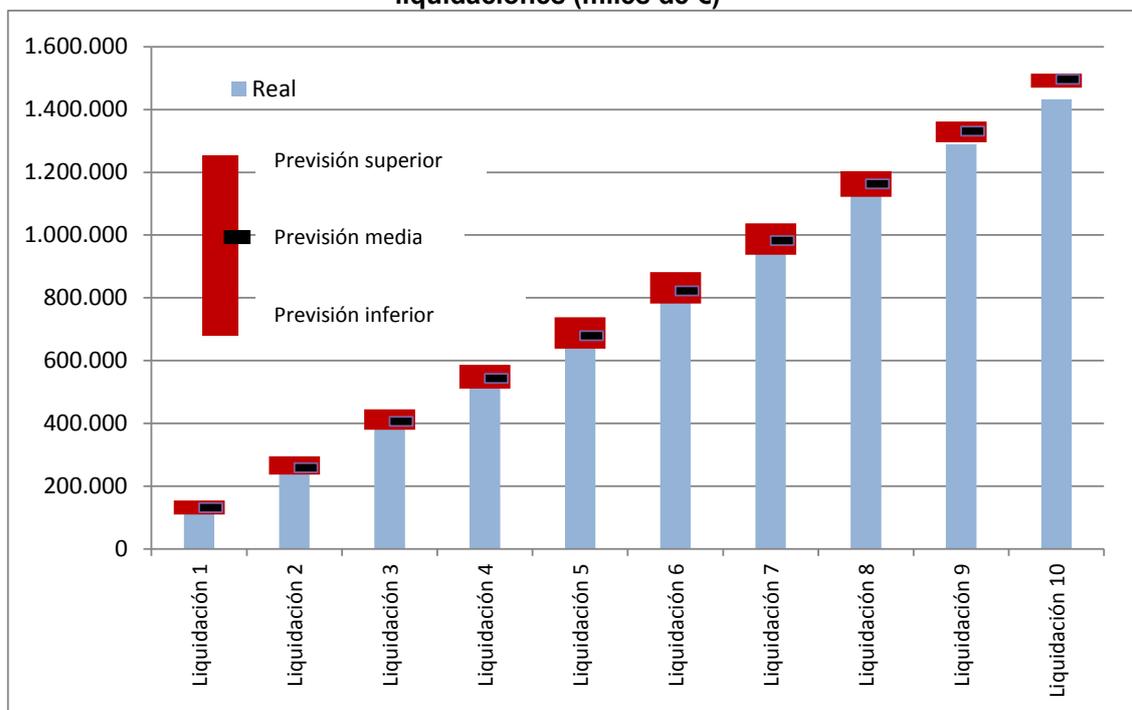
Cuadro 20. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a octubre de 2014

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Compensación extrapeninsular (€)
Baleares	314.189,3	50.216.729,6	30.296.586,9	19.920.142,7	24.363.746,6	25.852.983,0
Canarias (UNELCO)	725.305,0	161.221.613,5	135.740.432,5	25.481.181,0	52.181.187,2	109.040.426,3
Canarias (COTESA)	2,2	205,2	205,2	-	64,7	140,5
Canarias (GORVIEN)	167,7	2.610,4	2.610,4	-	857,0	1.753,4
Ceuta	18.195,6	5.866.675,6	3.767.088,1	2.099.587,6	1.298.221,3	4.568.454,3
Melilla	16.910,5	5.540.920,7	3.715.094,9	1.825.825,9	1.203.678,6	4.337.242,1
Total	1.074.770,2	222.848.755,0	173.522.017,8	49.326.737,2	79.047.755,5	143.800.999,6

Fuente: Operador del Sistema

En el Gráfico 14 se muestra la evolución mensual del coste de la compensación extrapeninsular, independientemente de su fuente de financiación. Dicho coste se sitúa por debajo (-4,2%) del valor medio del intervalo de variación de la Liquidación de la compensación extrapeninsular 10 respecto de la Liquidación 12 en los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013, teniendo en cuenta la previsión del coste anual de la información que acompaña a la Orden IET/107/2014.

Gráfico 14. Evolución del coste total (financiado con cargo a PGE y con cargo a liquidaciones) de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidaciones provisionales 1 a 10 de 2014 respecto de la previsión anual del coste. Intervalo de variación del coste máximo, mínimo y promedio según datos históricos de las liquidaciones (miles de €)



Fuente: CNMC (Liquidaciones provisionales de la compensación extrapeninsular de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013) y escandallo que acompaña a la IET/107/2014.

Como ya se indicó en informes de seguimiento anteriores, está pendiente de publicación el Real Decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares. El citado proyecto de Real Decreto podría tener impacto en el coste de la compensación extrapeninsular previsto para el ejercicio 2014.

ANEXO I. PERIODIFICACIÓN DE LA DEMANDA, INGRESOS Y COSTES

La demanda, los ingresos de acceso y aquellos costes regulados cuyo importe depende de la estacionalidad de la demanda se periodifican teniendo en cuenta la relación existente entre la Liquidación 1 y la Liquidación 14 (o, en el caso de aquellos conceptos de coste que se liquidan en 12 liquidaciones) de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden IET/107/2014 y la laminación en las correspondientes liquidaciones. El resto de componentes de costes no incluidos en el cuadro se liquidan en doce partes iguales.

Cuadro 21. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden IET/107/2014

Previsión anual:	234.748	14.813.274	129.698	17.600	22.059	66.724	147	288.356	550.000	1.462.347	270.603	187.096	459.409
------------------	---------	------------	---------	--------	--------	--------	-----	---------	---------	-----------	---------	---------	---------

Liquidación	consumo	Peajes de consumidores (1)	Peajes de generadores	Cientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Servicio de interrumpibilidad (2)	Ingresos por pagos por capacidad	Incentivo inversión	Incentivo Disponibilidad	RGS
Liquidación 1	2,2%	2,6%	0,2%	8,6%	2,6%	2,6%	2,6%	2,6%	7,0%	10,6%	9,2%	8,8%	4,8%
Liquidación 2	10,3%	10,8%	8,1%	21,9%	10,8%	10,8%	10,8%	10,8%	14,5%	20,5%	17,6%	16,8%	9,6%
Liquidación 3	18,6%	19,5%	16,9%	29,1%	19,5%	19,5%	19,5%	19,5%	22,8%	28,6%	26,8%	25,5%	14,2%
Liquidación 4	26,7%	27,0%	25,8%	39,2%	27,0%	27,0%	27,0%	27,0%	31,3%	35,9%	36,0%	34,2%	16,8%
Liquidación 5	34,4%	34,7%	33,6%	52,2%	34,7%	34,7%	34,7%	34,7%	40,1%	43,0%	45,2%	42,9%	23,5%
Liquidación 6	42,4%	42,2%	41,1%	57,7%	42,2%	42,2%	42,2%	42,2%	47,9%	51,3%	54,1%	51,4%	33,7%
Liquidación 7	50,7%	50,6%	48,7%	64,6%	50,6%	50,6%	50,6%	50,6%	55,5%	61,6%	62,4%	60,0%	52,8%
Liquidación 8	59,7%	60,1%	57,7%	71,8%	60,1%	60,1%	60,1%	60,1%	67,1%	68,3%	69,9%	68,6%	68,5%
Liquidación 9	68,0%	68,4%	66,1%	80,0%	68,4%	68,4%	68,4%	68,4%	75,0%	75,6%	77,1%	76,9%	83,5%
Liquidación 10	76,4%	76,7%	73,7%	86,1%	76,7%	76,7%	76,7%	76,7%	84,3%	82,6%	84,5%	85,6%	93,8%
Liquidación 11	84,5%	84,8%	81,4%	93,6%	84,8%	84,8%	84,8%	84,8%	92,5%	90,1%	91,7%	93,9%	99,3%
Liquidación 12	93,4%	92,6%	89,0%	99,9%	92,6%	92,6%	92,6%	92,6%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Liquidación 13	98,6%	99,3%	98,0%	99,6%	99,3%	99,3%	99,3%	99,3%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Liquidación 14	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Liquidación	consumo (GWh)	Peajes de consumidores (1)	Peajes de generadores	Cientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Servicio de interrumpibilidad (2)	Ingresos por pagos por capacidad	Incentivo inversión	Incentivo Disponibilidad	RGS
Liquidación 1	5.062	385.860	238	1.520	575	1.738	4	7.511	38.720	155.292	24.884	16.419	22.061
Liquidación 2	24.143	1.597.221	10.482	3.858	2.378	7.194	16	31.092	79.786	300.476	47.543	31.438	44.087
Liquidación 3	43.616	2.886.520	21.870	5.127	4.298	13.002	29	56.189	125.195	418.435	72.625	47.765	65.179
Liquidación 4	62.604	4.001.412	33.504	6.892	5.959	18.024	40	77.892	172.084	525.599	97.321	63.986	77.230
Liquidación 5	80.805	5.133.046	43.591	9.195	7.644	23.121	51	99.920	220.769	629.057	122.366	80.313	107.961
Liquidación 6	99.629	6.251.866	53.246	10.152	9.310	28.161	62	121.699	263.618	750.457	146.498	96.111	154.709
Liquidación 7	119.054	7.496.011	63.193	11.371	11.163	33.765	74	145.918	305.152	901.169	168.725	112.210	242.373
Liquidación 8	140.261	8.903.939	74.867	12.636	13.259	40.106	88	173.325	369.148	998.957	189.083	128.279	314.886
Liquidación 9	159.741	10.137.147	85.787	14.083	15.096	45.661	101	197.330	412.275	1.104.954	208.574	143.831	383.759
Liquidación 10	179.247	11.360.313	95.550	15.160	16.917	51.171	113	221.141	463.706	1.208.524	228.719	160.079	431.011
Liquidación 11	198.438	12.559.497	105.591	16.470	18.703	56.572	125	244.484	508.925	1.317.677	248.175	175.630	456.269
Liquidación 12	219.178	13.713.744	115.461	17.576	20.422	61.771	136	266.953	550.000	1.462.347	270.603	187.096	459.409
Liquidación 13	231.518	14.705.289	127.084	17.536	21.898	66.238	146	286.254	550.000	1.462.347	270.603	187.096	459.409
Liquidación 14	234.748	14.813.274	129.698	17.600	22.059	66.724	147	288.356	550.000	1.462.347	270.603	187.096	459.409

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013

Nota: Se periodifica teniendo en cuenta el promedio de las relaciones entre la Liquidación 1 y la Liquidación 14 (o Liquidación 12, en su caso) de los ejercicios 2010, 2011, 2012 y 2013, con la siguientes excepciones:

- Los ingresos por peajes de generadores tienen las liquidaciones en cuenta de los ejercicios 2012 y 2013.
 - Los ingresos por pagos por capacidad tienen en cuenta las liquidaciones de los ejercicios 2011, 2012 y 2013.
 - El incentivo a la disponibilidad y el Mecanismo de restricciones por garantía de suministro tienen en cuenta las liquidaciones de los ejercicios 2012 y 2013.
- (1) No se considera en la periodificación que la Orden ITC/107/2014 entra en vigor el 1 de febrero.
- (2) Se periodifica la totalidad teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones.

