



**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 8/2014 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

23 de octubre de 2014

Índice

<u>Resumen ejecutivo</u>	<u>3</u>
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	17
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	23
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso de los consumidores	23
7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	24
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009	25
7.4. Previsión de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012	27
8. Previsión de costes	28
8.1. Evolución de la previsión del precio del mercado mayorista	29
8.2. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	30
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad	31
8.4. Coste de los pagos por capacidad y del mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro	32
8.5. Anualidades del déficit de actividades reguladas	35
8.6. Compensación extrapeninsular	35

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 8/2014 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 8/2014 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 8/2014 arroja un desajuste en términos de caja de -3.511 millones de euros (M€ en adelante). No obstante, de este montante, -2.235,8 M€ son consistentes con el escenario previsto a principios de año. Sin embargo, en la Liquidación 8/2014 se registra un desajuste adicional de 1.275,2 M€ debido, principalmente, a los siguientes factores:

- Evolución de la demanda en consumo: cabe destacar que la demanda registrada en la Liquidación 8/2014 (136.533 GWh) ha sido un 2,7% inferior al valor promedio observado en años anteriores en esta misma liquidación, lo que supone un aumento en términos absolutos respecto a la diferencia observada en la liquidación 7/2014 (-1,9%).

Cabe señalar que este aumento de la diferencia entre la demanda en consumo prevista y la demanda registrada en la Liquidación 8/2014, no se observa en los últimos datos disponibles de demanda en barras de central: la demanda en barras de central en septiembre de 2014 registró un incremento de 3,4% respecto del mismo mes del año anterior, y la evolución interanual ha pasado de -0,74% en agosto a -0,41% en septiembre. Hay que tener en cuenta que en

la Liquidación 8/2014 se factura la mayor parte del consumo de julio y que en este mes la media móvil de la demanda en barras de central mostró una evolución desfavorable respecto al mes anterior (-0,73% en junio a -0,94% en julio). En consecuencia, es necesario esperar a sucesivas liquidaciones para confirmar si la diferencia observada en la Liquidación 8/2014 entre la demanda registrada y el valor promedio observado en años anteriores, se mantiene o se reduce.

- Evolución de los ingresos regulados: análogamente a la evolución de la demanda en consumo, la diferencia entre los ingresos de acceso de los consumidores previstos y los registrados de la liquidación 8/2014 (-5,9%) aumenta respecto a dicha diferencia observada en la liquidación 7/2014 (-4,4%) y asciende, en términos absolutos, a 526 M€. Esta diferencia se debe, principalmente, a una evolución desfavorable en el primer semestre del año de la demanda y de la potencia por grupo tarifario respecto de la previsión para el ejercicio. En particular, los datos interanuales de junio 2014 muestran una disminución de la potencia facturada del 2,4%, mientras que la demanda interanual se sitúa en -1,5%. Si se mantiene esta tendencia, 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 8/2014 (892 M€), se reduce significativamente respecto a la liquidación anterior (1.124 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. En este sentido, el desajuste observado en la liquidación 8/2014 (892 M€) se irá reduciendo paulatinamente como resultado de las siguientes reliquidaciones. Cabe señalar que las reliquidaciones correspondientes a 2014 se imputarán al ejercicio 2014 hasta que se haga la liquidación de cierre.

Asimismo, es destacable la evolución favorable de los pagos por capacidad (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, 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 (que mantiene el límite de 550 M€ establecido en la Orden IET/107/2014).

Como resultado de la Liquidación 8/2014 el **Coefficiente de Cobertura se sitúa en el 70,33%** (68,59% en la liquidación 7/2014).

1. Objeto del informe

Este Informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 8/2014 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 8 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 8/2014

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. Cabe señalar que en la citada previsión anual se incluyen partidas cuyo impacto depende de un desarrollo normativo posterior, tales como la publicación de la Orden por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Al respecto se indica que a la fecha de elaboración del presente informe han sido publicados 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 y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

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 8 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 8 de 2014 y el grado de cobertura de los costes como la previsión de Liquidación 8/2014 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 8/2014 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 8/2014 con costes reconocidos (A)	Liq. 8/2014 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 8/2014 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	136.533	136.533	140.261	- 3.728	-3%
A. Ingresos Peajes de Acceso	8.468.845	8.468.845	8.991.442	- 522.597	-6%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	8.378.277	8.378.277	8.903.939	- 525.662	-6%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	75.281	75.281	74.867	414	1%
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	15.287	15.287	12.636	2.651	21%
B. Otros Ingresos Regulados	983.880	983.880	998.957	- 15.077	-2%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	25.861	25.861	-	25.861	-
Ingresos pagos por capacidad	958.007	958.007	998.957	- 40.950	-4%
Ingresos por imputación pérdidas	-	-	-	-	-
Ingresos por Intereses	12	12	-	12	-
C. Ingresos Externos a Peajes	769.275	769.275	769.275	-	0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	626.056	626.056	626.056	-	0%
Ingresos por CO ₂ **	143.219	143.219	143.219	-	0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 31.191	-	-	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	10.222.000	10.190.809	10.759.675	- 537.675	-5%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	1.792.709	1.792.709	1.825.336	- 32.627	-2%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	12.522	12.522	13.259	- 737	-6%
Moratoria nuclear (0,454%)	38.720	38.720	40.106	- 1.386	-3%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	83	83	88	- 5	-6%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	1.740.695	1.740.695	1.771.882	- 31.187	-2%
Fondo de titulación	1.345.236	1.345.236	1.367.713	- 22.477	-2%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	164.615	164.615	173.325	- 8.710	-5%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	64.375	64.375	64.375	-	0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	166.469	166.469	166.469	-	0%
Correcciones de medidas	689	689	-	689	-
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	11.940.308	8.398.100	11.170.150	770.158	7%
Transporte	1.115.927	784.876	1.115.927	-	0%
Retribución del transporte	1.115.927	784.876	1.115.927	-	0%
Distribución y Gestión Comercial	3.361.933	2.364.583	3.362.097	- 164	0%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	3.110.094	2.187.455	3.110.094	-	0%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	214.039	150.542	214.203	- 164	0%
Gestión Comercial	37.800	26.586	37.800	-	0%
Prima del Régimen Especial	5.867.249	4.126.673	4.975.555	891.694	18%
Compensación insulares y extrapeninsulares con cargo a las tarifas de acceso	602.000	423.411	602.000	-	0%
Sistema de Interrumpibilidad	449.724	316.309	369.148	80.576	22%
Coste Pagos por Capacidad	430.301	302.648	632.249	- 201.948	-32%
Coste Diferencia de Pérdidas **	113.174	79.600	113.174	-	0%
H. Total Costes (H = F + G)	13.733.017	10.190.809	12.995.486	737.531	6%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 3.511.017	-	- 2.235.811	- 1.275.206	57%

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 8/2014 con costes reconocidos	Liq. 8/2014 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	3.833	3.833
A. Ingresos Peajes de Acceso	311.920	311.920
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	310.953	310.953
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	655	655
Ingresos facturados por Orden ITC/1659/2009	312	312
E. Total Ingresos	311.920	311.920
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	7.665	7.665
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	467	467
Moratoria nuclear (0,454%)	1.435	1.435
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	3	3
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (1,961%)	6.135	6.135
Correcciones de medidas	- 375	- 375
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	214.039	150.542
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	214.039	150.542
H. Total Costes (H = F + G)	221.704	158.207
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	90.216	153.713

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 8/2014	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-4.183	607.290
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	630.319	24.122.298
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	2.799.858	1.400.094
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	3.425.994	26.129.682
CUOTAS		678.399
Compensación insulares y extrapeninsulares		-96.734
Operador del Sistema		-4.848
Operador del Mercado		48
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		42.376
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		146.004
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-1.426
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		593.370
Cuota compensación por int.y reg.especial		-311
Costes transición a la competencia		-79
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		-1
TOTAL INGRESOS NETOS		25.451.283
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-4.525	-217.916
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		-21.616
TOTAL COSTE ENERGIA	-4.525	-239.532
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		25.690.815
Compensaciones DT11 RE		0
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		169.895
Diferencias		25.860.710

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en esta liquidación provisional nº 8 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 8 de 2014.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 8 se ha situado en un **70,33%** 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 Agosto
Formulario C
Nº 8

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS		Transporte	1.115.926.666,66
Ingresos Brutos a Tarifa	607.290,00	Distribución y Gestión	3.361.933.336,76
Ingresos Brutos a Peajes	8.479.079.416,06	Compensación Insular y	602.000.000,00
Ingresos Orden ITC/1659/2009	15.286.857,41	Prima del Régimen Especial	5.867.248.977,36
Ingresos por Incumplimiento del Bono	0,00	Demanda Interrumpibilidad	449.723.780,76
Ingresos Pagos por Capacidad	958.007.072,48	Costes Pagos por	430.301.236,34
Ingresos del Tesoro	769.274.748,47	Costes Diferencia de Pérdidas	113.173.668,15
Cuotas a Tarifa	-45.490,20		
Cuotas a Peajes	-216.572.199,19		
Pagos Liquidación provisional n + 1	-31.190.850,26		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años	169.895,35		
Ingresos por Intereses	12.339,59		
TOTAL INGRESOS (A)	9.974.629.079,71		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a	-217.916,12		
Coste del Régimen Especial hasta	-21.615,71		
Correcciones de Medidas (anterior a 2014)	688.814,01		
Déficit Segunda Subasta	64.375.120,00		
Desajuste de ingresos temporal 2013	166.468.863,37		
Fondo de Titulización del Déficit	1.345.235.501,18		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC	1.576.528.766,73		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC	8.398.100.312,98	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC	11.940.307.666,03
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,703340361728909

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 8/2014.

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 -2.236 M€. Sin embargo, en la Liquidación 8/2014 se registra un desajuste adicional de, aproximadamente, -1.275 M€ debido principalmente, a los siguientes factores:

- Una reducción de los ingresos por peajes de acceso (-526 M€) debido a una evolución desfavorable en el primer semestre 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

junio 2014 muestran una disminución de la potencia facturada del 2,4%, mientras que la demanda interanual se sitúa en -1,5%. En este sentido se observa que, en la Liquidación 8/2014 los ingresos por peajes de acceso representan el 66% de los costes liquidados, en lugar del 75% esperado.

- Unos mayores costes regulados de, aproximadamente, 738 M€, resultado de +892 M€ en retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología renovable, cogeneración y residuos; un menor coste en pagos por capacidad (-202 M€) y un mayor coste del sistema de interrumpibilidad (+81 M€). Como se señaló en el informe sobre la liquidación 7/2014, la diferencia en la retribución de renovables, cogeneración y residuos se va reduciendo (+1.124 M€ en la liquidación 7/2014), 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 8/2014

	Previsión anual 2014 Orden IET/107/2014	Previsión de Liquidación 8/2014	Liquidación 8/2014
Costes regulados (miles €) (A)	18.202.874	11.996.528	12.749.137
Costes de acceso	18.975.958	12.363.237	13.302.716
Otros costes regulados (1)	- 773.084	- 366.708	- 553.579
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.960.572	8.991.442	8.468.845
% sobre costes regulados	82%	75%	66%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.250.720	769.275	769.275
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.906.920	626.056	626.056
Ingresos subastas CO2	343.800	143.219	143.219
% otros ingresos sobre costes regulados	18%	6%	6%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	8.418	- 2.235.811	- 3.511.017
% sobre los costes regulados (2)	0,046%	19%	28%

Fuente: CNMC (Liquidación 6/2014) 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. (2) en términos absolutos.

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 variación¹ (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 octubre de 2013 y septiembre de 2014 asciende a 259.273 GWh, cifra inferior en 259 GWh (- 0,1%) a la prevista para el ejercicio 2014, según la memoria que acompaña a la Orden IET/107/2014 (259.532 GWh). No obstante, cabe señalar la evolución favorable de la tasa de variación de los últimos doce meses registrada desde abril (véanse Cuadro 8 y Gráfico 1). En septiembre de 2014 la demanda registro un incremento de 3,4% respecto del mismo mes del año anterior, situándose la tasa de variación de los últimos doce meses en el -0,41%.

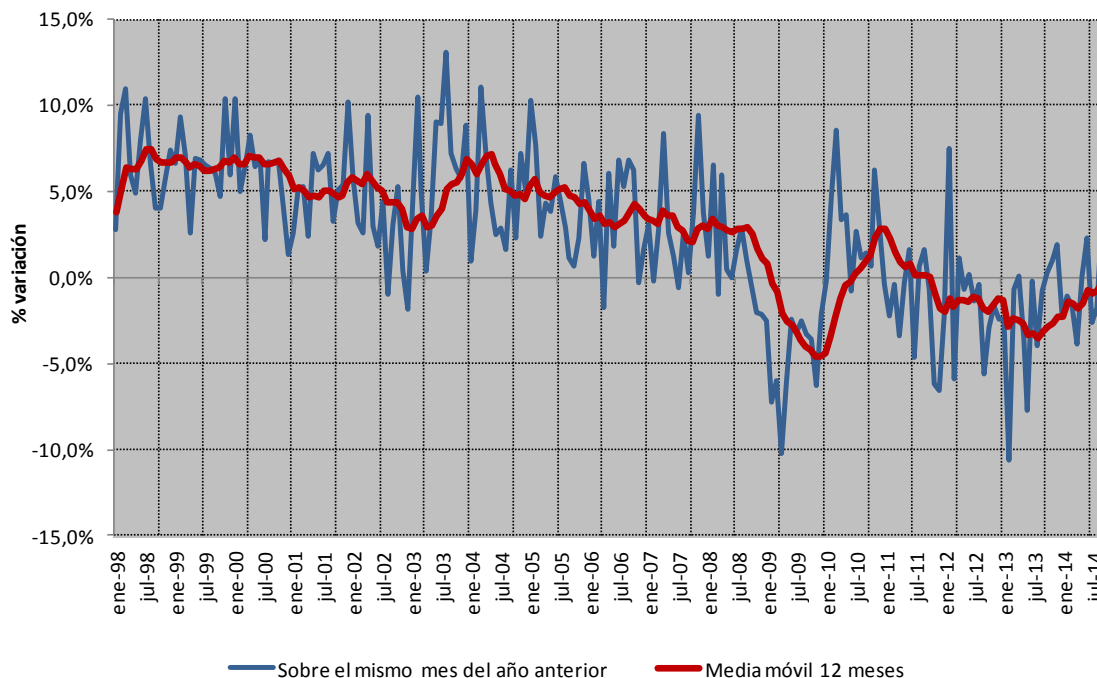
Cuadro 8. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			s/mismo mes		s/acumulado		s/últimos 12	
	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	21.655	-3,96	-1,79	-3,71	-1,41	-3,54	-0,74
Septiembre	21.111	20.952	21.661	-0,75	3,39	-3,40	-0,90	-3,15	-0,41
Octubre	20.967	21.018		0,24		-3,06		-2,90	
Noviembre	21.394	21.601		0,97		-2,71		-2,69	
Diciembre	22.514	22.938		1,88		-2,32		-2,32	
Anual	267.227	261.023	193.713						

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

¹ 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.

**Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%).
Enero de 1998-septiembre 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 septiembre de 2014 registró una caída del 0,41% (0,72% en agosto) y la del sistema canario del 1,09% (1,74% en agosto). Por el contrario, la demanda en b.c. del sistema balear experimentó un aumento del 0,35% (frente a una caída del 0,59% en agosto), el sistema melillense del 1,03% (0,76% en agosto) y la del sistema ceutí del 4,67% (4,18% en agosto).

La tasa de variación de los últimos doce meses (octubre 2013-septiembre 2014) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 0,3%, la del sistema balear del -1,2% y la del sistema canario del 0,0%. 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 246.306 GWh, cifra 1.486 GWh superior (0,6%) 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	20.246	-1,76	-0,72
Septiembre	20.318	3,24	-0,41
Octubre	20.194	2,14	-0,26
Noviembre	20.791	1,61	-0,20
Diciembre	22.648	4,17	0,00
Anual	246.306		- 0,00

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en amarillo.

Se indica que el Operador del Sistema ha revisado al alza la previsión de demanda en b.c. peninsular respecto de la incluida en el Informe de la Liquidación 7/2014 (245.884 GWh), tras la incorporación de la demanda registrada en septiembre de 2014.

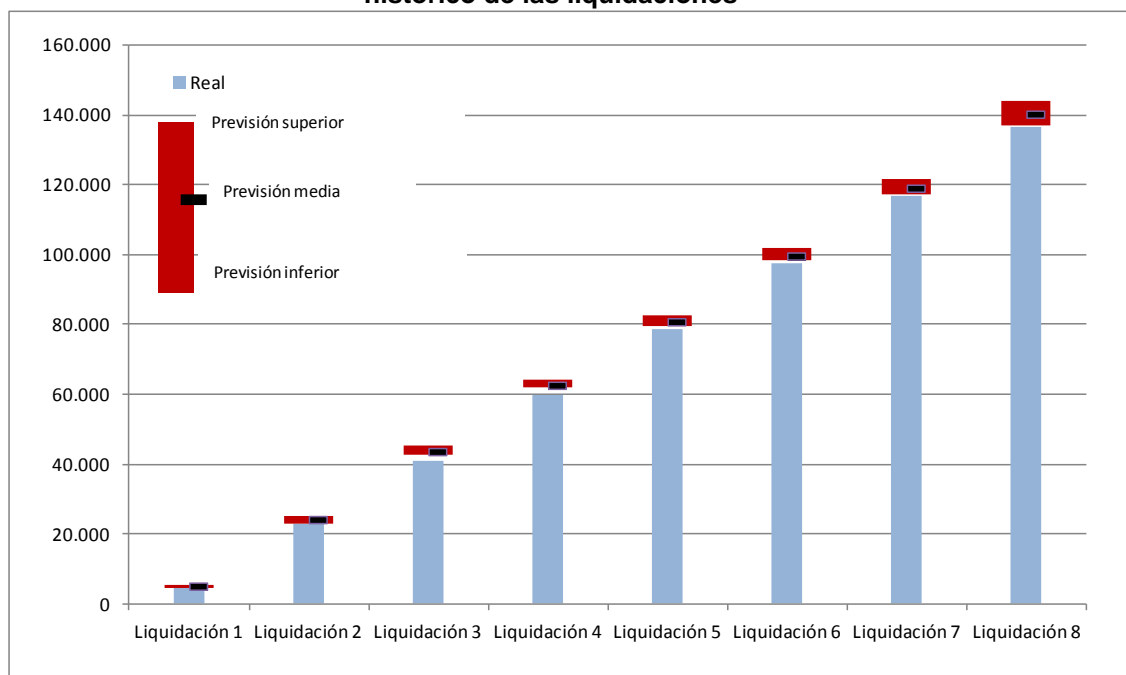
6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 8/2014 asciende a 136.533 GWh, cifra que se encuentra un 2,7% por debajo del valor previsto² para dicho mes respecto a la previsión anual, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones. Esta diferencia supone un aumento respecto a la Liquidación 7/2014 (-1,9%) y supone un cambio en la tendencia de reducción progresiva de la diferencia entre la demanda prevista y real observada en liquidaciones anteriores.

La demanda en consumo declarada en la liquidación 8/2014 representa el 58,2% de la demanda prevista para el ejercicio 2014, valor ligeramente inferior al mínimo registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2010 a 2013 (58,4%).

² 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.

Gráfico 2. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en las liquidaciones provisionales 1 a 8 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.

Respecto del cambio de tendencia registrado en la Liquidación 8/2014, cabe señalar que ésta no se corresponde con la evolución registrada en la demanda en consumo, cuya tasa móvil de doce meses ha pasado del -1,9% en el periodo comprendido entre junio de 2013 y mayo de 2014 al -1,5% en el periodo registrado entre julio de 2013 y junio de 2014 (véanse Cuadro 10 y el Gráfico 3). Por tanto, el aumento de la diferencia entre la demanda esperada y la registrada en la liquidación 8/2014 podría deberse a la laminación con base en el histórico de las liquidaciones, basada en facturaciones mensuales en lugar de bimestrales. Adicionalmente se indica que en la Liquidación 8/2014 se factura la mayor parte del consumo de julio y que en este mes la media móvil de la demanda en b.c. muestra un empeoramiento respecto de la registrada en junio (como se observa en el cuadro 8, pasa de -0,73% en junio a -0,94% en julio). En consecuencia, habrá de esperarse a sucesivas liquidaciones para ver si el cambio de tendencia se mantiene.

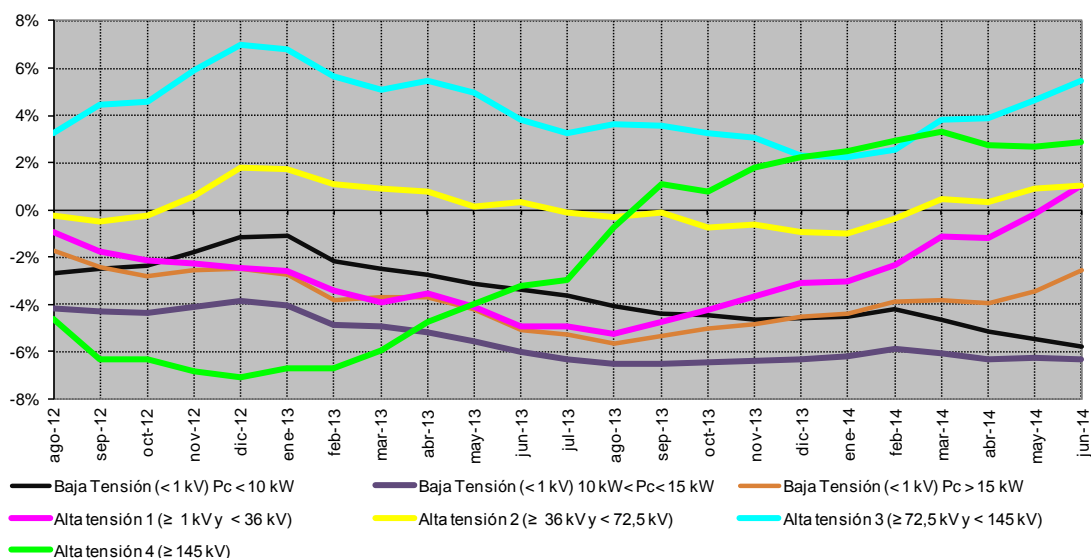
**Cuadro 10. Evolución mensual de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión
Tasa de variación anual media de 12 meses.**

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	julio	-3,6%	-6,3%	-5,3%	-4,9%	-0,1%	3,2%	-3,0%	-3,8%
	agosto	-4,1%	-6,5%	-5,7%	-5,3%	-0,3%	3,6%	-0,7%	-3,9%
	septiembre	-4,4%	-6,5%	-5,4%	-4,7%	-0,1%	3,6%	1,1%	-3,6%
	octubre	-4,5%	-6,5%	-5,0%	-4,2%	-0,8%	3,2%	0,8%	-3,5%
	noviembre	-4,7%	-6,4%	-4,9%	-3,7%	-0,6%	3,1%	1,8%	-3,3%
	diciembre	-4,6%	-6,4%	-4,5%	-3,1%	-0,9%	2,3%	2,3%	-3,0%
2014	enero	-4,5%	-6,2%	-4,4%	-3,0%	-1,0%	2,2%	2,5%	-2,9%
	febrero	-4,2%	-5,9%	-3,9%	-2,4%	-0,4%	2,6%	3,0%	-2,4%
	marzo	-4,6%	-6,1%	-3,8%	-1,1%	0,4%	3,8%	3,3%	-2,0%
	abril	-5,1%	-6,3%	-4,0%	-1,2%	0,3%	3,9%	2,7%	-2,3%
	mayo	-5,5%	-6,3%	-3,5%	-0,2%	0,9%	4,7%	2,7%	-1,9%
	junio	-5,8%	-6,3%	-2,5%	1,0%	1,0%	5,5%	2,9%	-1,5%

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 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.

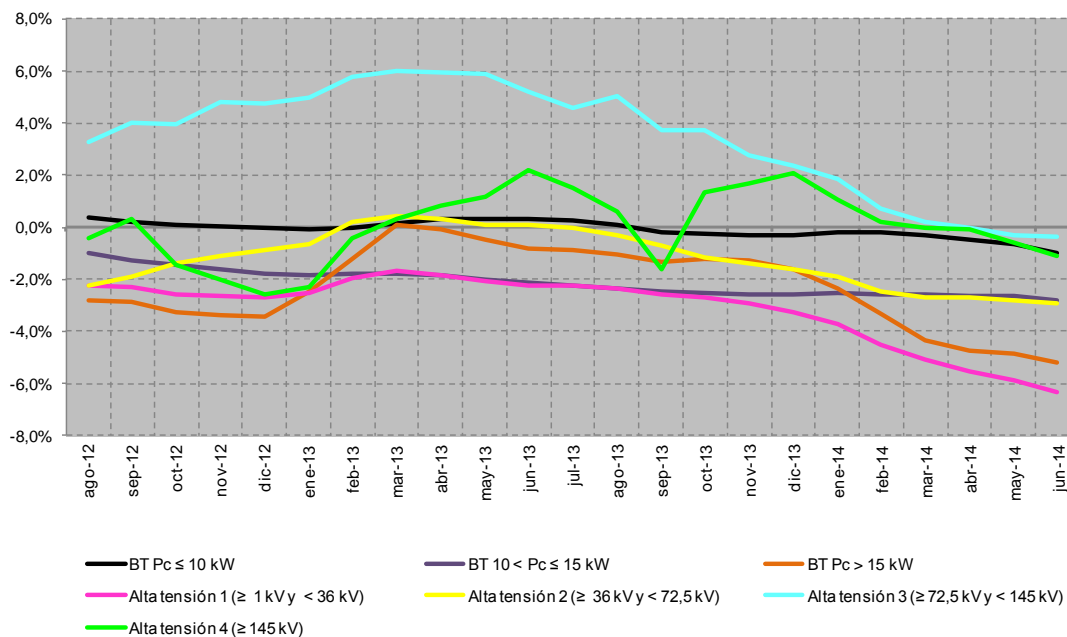
Cuadro 11. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.

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	julio	0,2%	-2,2%	-0,9%	-2,2%	0,0%	4,6%	1,5%	-0,3%
	agosto	0,1%	-2,3%	-1,0%	-2,3%	-0,3%	5,1%	0,6%	-0,5%
	septiembre	-0,2%	-2,5%	-1,4%	-2,6%	-0,7%	3,7%	-1,6%	-0,8%
	octubre	-0,3%	-2,5%	-1,2%	-2,7%	-1,2%	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%	-2,4%	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	-0,7%	-2,6%	-4,9%	-5,9%	-2,8%	-0,3%	-0,6%	-2,1%
	junio	-1,0%	-2,8%	-5,2%	-6,3%	-2,9%	-0,4%	-1,1%	-2,4%

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 2013³ y la previsión de la demanda para 2014⁴, según la información de la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se actualizan los peajes para 2014. Respecto del informe de seguimiento de la Liquidación 7/2014 se ha añadido la potencia facturada por peaje de acceso, a efectos de contrastar su previsión teniendo en cuenta el impacto sobre los ingresos de acceso.

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 -2,5% y el -6,3%). 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 1,0% y 5,5%).

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 junio de 2014 en todos los peajes, 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 julio (-1,0%). En cualquier caso, para el total de potencia facturada, la previsión sobre 2014 se sitúa en -1,2%, mientras que el valor interanual de junio se sitúa en -2,4%.

³ 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.

⁴ 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%

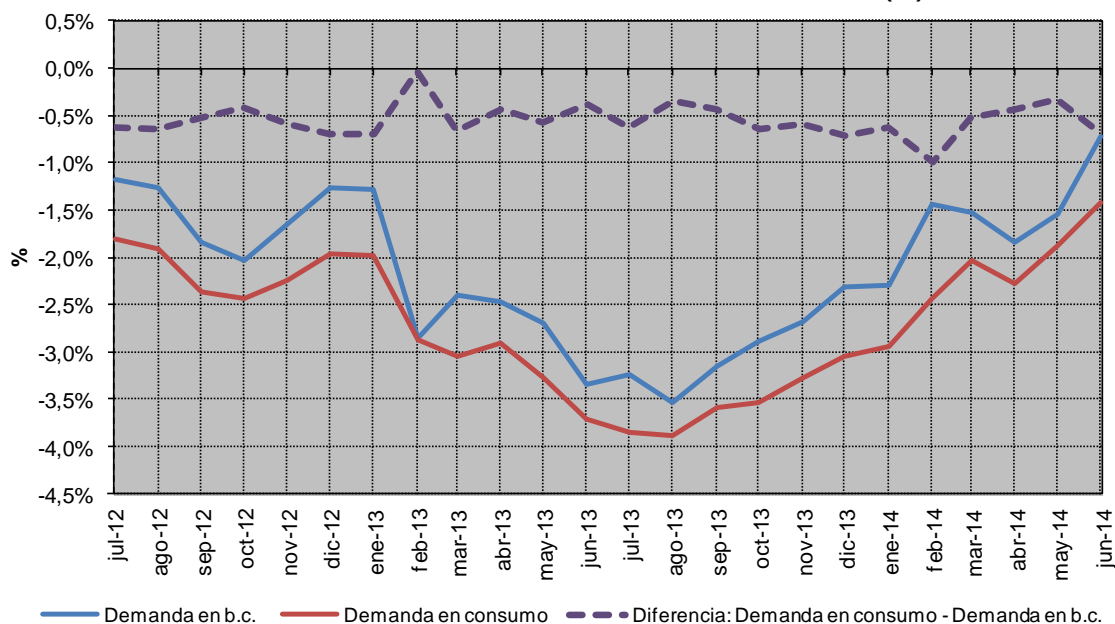
Fuente: CNMC y Memoria de la Orden IET/107/2014.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2013, obtenidas añadiendo a las variables de facturación declaradas por la 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 Traspase Tajo-Segura.

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. Cabe destacar que el diferencial (línea discontinúa en el gráfico) entre ambas tasas de variación ha aumentado ligeramente en junio de 2014 (0,7%) respecto al valor de dicho diferencial en meses anteriores (con valores cercanos al -0,5%).

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

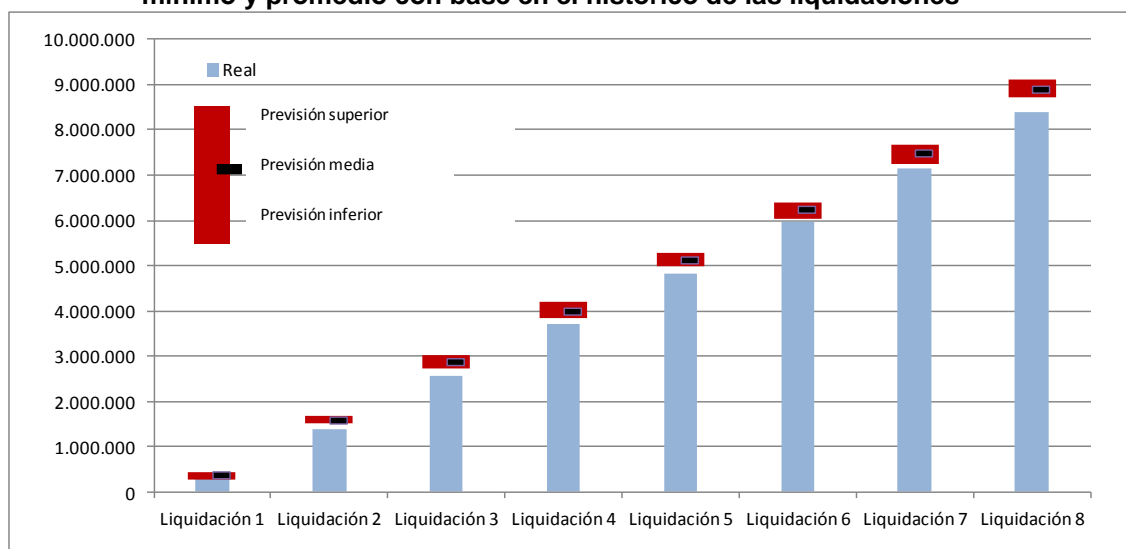
Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación 8/2014 ascendieron a 8.378,3 M€, cifra un 5,9% inferior al valor promedio registrado en la Liquidación 8 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 6).

Cabe señalar que, de forma análoga a la evolución del consumo, la diferencia entre los ingresos previstos para la liquidación y los ingresos registrados ha aumentado en términos absolutos respecto de la Liquidación 7/2014 (-4,4%), siendo la diferencia de -526 M€. Como se ha señalado anteriormente, la demanda en consumo registrada respecto al valor promedio observado en años anteriores ha pasado de -1,9% en la Liquidación 7/2014 a -2,7% en la Liquidación 8/2014 y, consecuentemente, los ingresos por peajes han pasado de -4,4% a -5,9%.

Esta diferencia se explica, en gran medida, 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 (-2,4%).

Finalmente, del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 8/2014 representan el 48,4% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14, cifra ligeramente inferior al valor mínimo registrado (49,0%) según el histórico de las liquidaciones.

Gráfico 6. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de consumidores (miles €) registrados en las liquidaciones provisionales 1 a 8 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

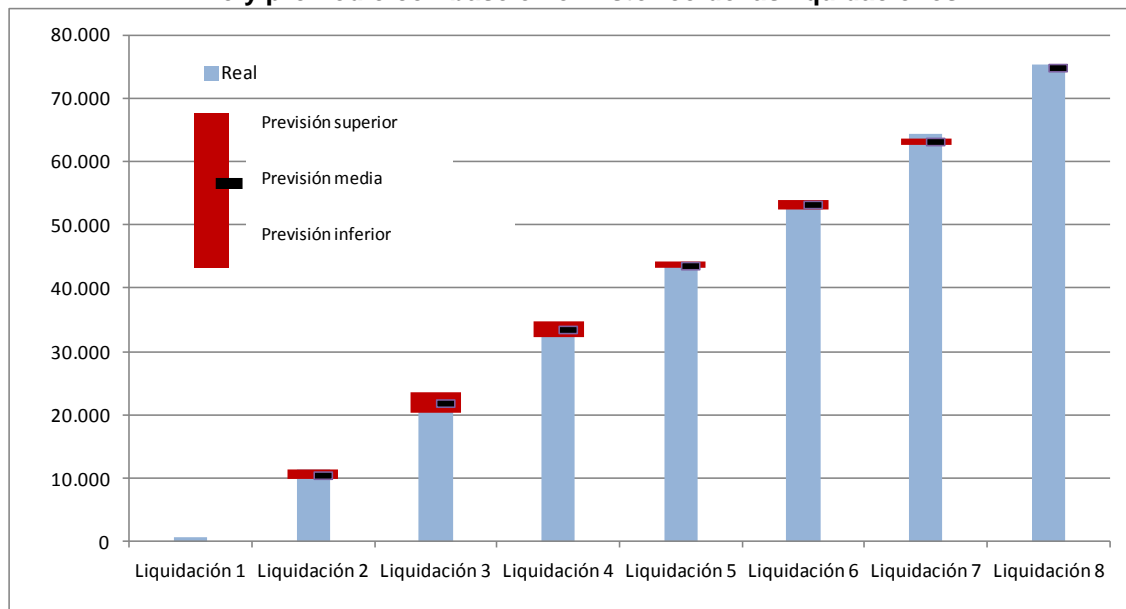


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos por peajes de los generadores declarados en la Liquidación 8/2014 ascienden a 75.281 miles de €, cifra superior en 0,4 M€ (0,6%) al promedio de los ingresos por peajes de los generadores registrados en las Liquidaciones 8/2012 y 8/2013.

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las liquidaciones provisionales 1 a 8 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.

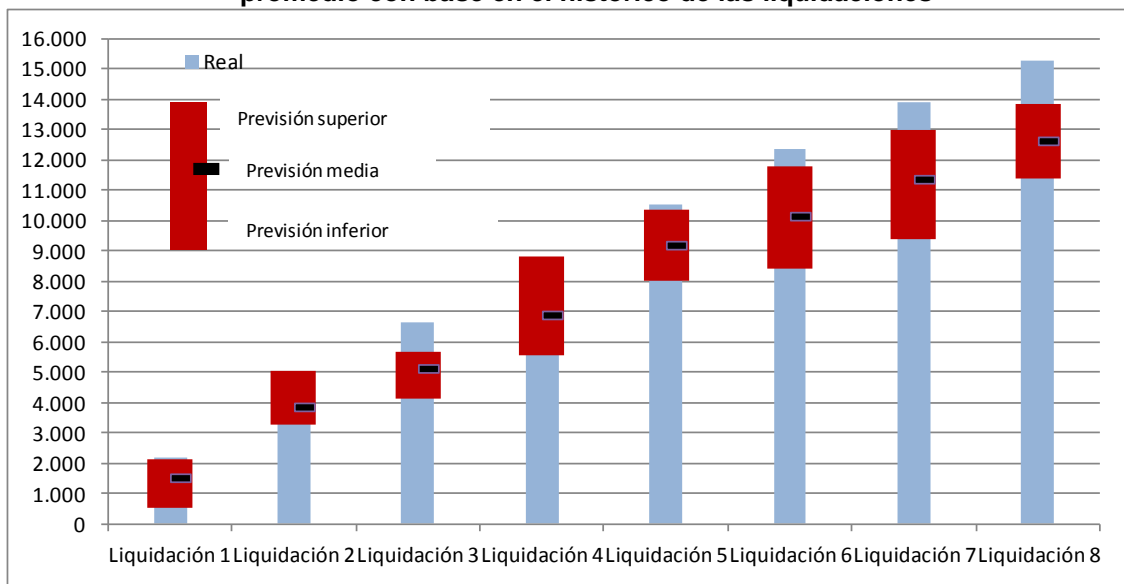
Nota:

- (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 21 de la Orden ITC/1659/2009

En la Liquidación 8/2014 se han declarado 15.287 miles de € en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 21 de la Orden ITC/1659/2009, importe que está un 21% 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 8 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 21 de la Orden ITC/1659/2009, por encima de los valores previstos, podría deberse a la desaceleración de la reducción del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC⁵ suministrado por un comercializador de último recurso (véanse Cuadro 13 y Gráfico 9).

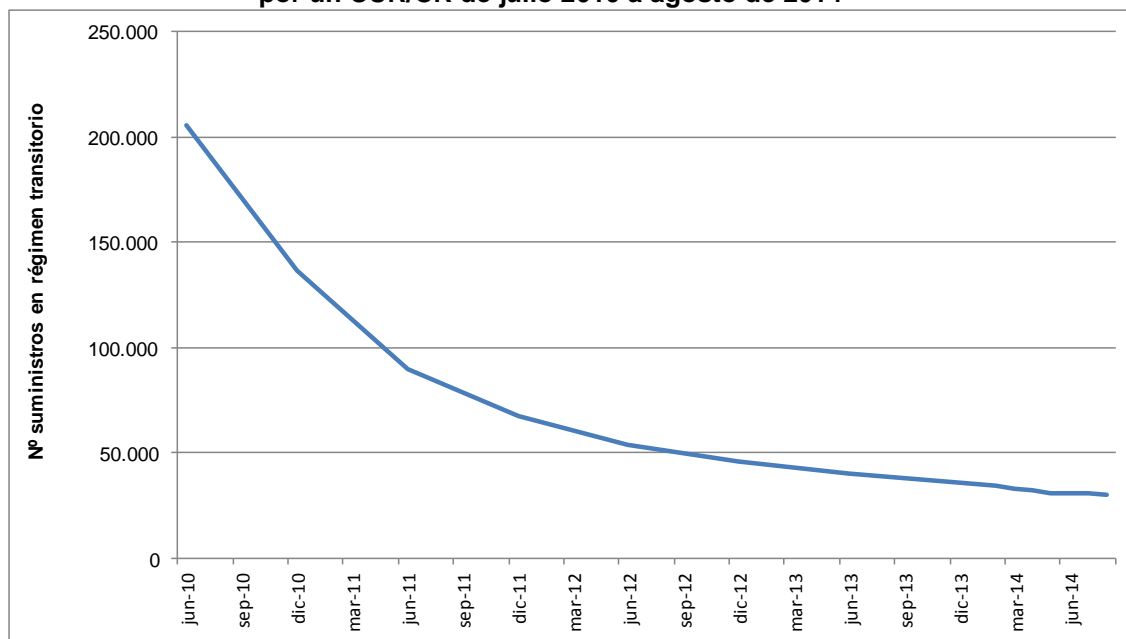
Cuadro 13. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR desagregada por tipo de consumidor. Julio 2010-Agosto 2014

Tipo de consumidor	jun-10	dic-10	jun-11	dic-11	jun-12	dic-12	jun-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	may-14	jun-14	jul-14	ago-14
Grandes Clientes (AT)	443	277	187	857	225	334	173	117	137	118	109	349	152	117	117	111
Grandes Clientes (BT)	5.455	2.312	1.015	615	332	224	239	225	250	232	198	176	184	305	173	171
AAPP (Alta tensión)	2.329	1.626	1.312	861	666	617	522	386	400	380	353	346	335	339	336	257
AAPP (Baja Tensión)	63.191	41.189	25.009	17.925	12.530	9.394	7.539	6.106	5.666	5.537	5.304	5.208	4.610	4.567	4.587	4.428
Pymes (AT)	6.288	2.449	1.718	1.290	1.061	1.064	831	735	822	757	736	700	653	612	594	606
Pymes (BT)	45.528	33.458	22.499	17.078	13.048	11.406	9.785	8.694	8.579	8.035	7.490	7.096	6.869	6.675	6.596	6.314
Domésticos (AT)	50	81	107	121	130	136	138	128	129	132	121	121	127	131	136	131
Domésticos (BT)	81.742	54.489	37.274	28.780	25.154	22.324	20.237	19.054	18.986	18.748	18.302	17.989	17.712	17.706	17.593	17.496
Otros (AT)	29	12	39	30	25	27	32	29	28	28	24	24	24	24	28	29
Otros (BT)	451	364	203	185	219	221	257	258	248	240	224	211	208	219	207	200
Total	205.506	136.257	89.363	67.742	53.390	45.747	39.753	35.732	35.245	34.207	32.861	32.220	30.874	30.699	30.369	29.743

Fuente: CNMC

⁵ Precio voluntario al pequeño consumidor y comercializador de referencia desde la entrada en vigor de la Ley 24/2013.

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



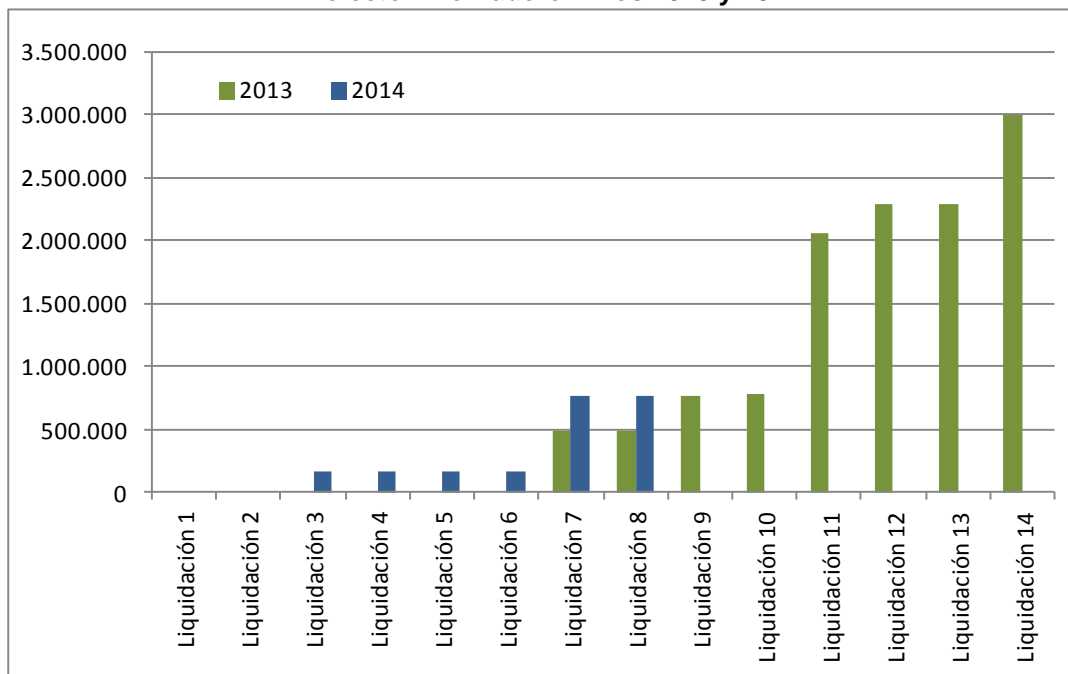
Fuente: CNMC

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

En la Liquidación provisional 8/2014 no se han registrado ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 769,3 M€, el 23,7% del importe previsto para el ejercicio 2014 (2.351 M€).

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 8/2014: 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 2014⁶, 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 septiembre (en sombreado) y la media, durante el mes de septiembre de 2014, de las cotizaciones de los contratos a plazo indicados⁷, ponderadas por el número de horas de cada contrato, asciende a 42,21 €/MWh, inferior en 6,30 €/MWh al previsto por la CNMC para el ejercicio 2014 (véase Cuadro 14).

Cuadro 14. Actualización de la previsión del precio medio aritmético del mercado diario para 2014 con datos de contado de enero a agosto y cotizaciones de contratos a plazo durante el mes de agosto.

	Cotización media en septiembre 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	53,03	
nov-14	48,13	
dic-14	49,15	
Anual	42,21	48,51

Fuente: CNMC, OMIE y OMIP

⁶ 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>

⁷ Para el contrato con vencimiento en el mes de octubre se ha considerado la media ponderada por el número de días del precio medio del mercado de contado (datos hasta el 7-oct), así como la última cotización disponible para los contratos de resto de mes (a fecha 6-oct).

Cabe señalar que el precio medio previsto para 2014 es superior en 0,80 €/MWh al precio previsto en el anterior informe de seguimiento de la Liquidación 7/2014 (41,41 €/MWh). El incremento general experimentado en las cotizaciones de los contratos a plazo durante el mes de septiembre, unido a que el precio real registrado en el mercado de contado en septiembre de 2014 (58,89 €/MWh), fue superior en 4,64 €/MWh a la media de las cotizaciones de los contratos de septiembre durante el mes de agosto (54,25 €/MWh), ha favorecido el ascenso en la estimación del precio previsto para 2014.

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. Con los últimos datos disponibles, a fecha 6 de octubre de 2014, dichas cotizaciones se situaban en 47,80 €/MWh y 48,20 €/MWh, respectivamente.

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 8/2014 asciende a 5.867,2 M€, cifra un 18% 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 la diferencia entre la retribución registrada en la Liquidación 8/2014 y el importe previsto se ha reducido respecto de la registrada en la Liquidación 7/2014 (25,8%) y la Liquidación 6/2014 (30,4%), debido a que desde la Liquidación 6/2014 se aplica la 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.

En el Cuadro 15 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de agosto sin aplicar el coeficiente de cobertura.

Cuadro 15. Resultado de la liquidación provisional 8 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	5.322	1.803	91,5	50,7
SOLAR FV	4.623	903	209,3	231,8
SOLAR TE	2.300	831	121,9	146,7
EÓLICA	22.770	2.896	104,5	36,1
HIDRÁULICA	1.694	325	1,0	2,9
BIOMASA	728	302	22,3	73,9
RESIDUOS	653	242	6,7	27,6
TRAT.RESIDUOS	531	161	11,6	72,0
OTRAS TECNOLOGÍAS	-	-	0,0	-
TOTAL	38.621	7.463	568,7	76,2

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 8/2014 es inferior al coste de producción renovable correspondiente al mes de agosto debido a las reliquidaciones negativas que resultan de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014.

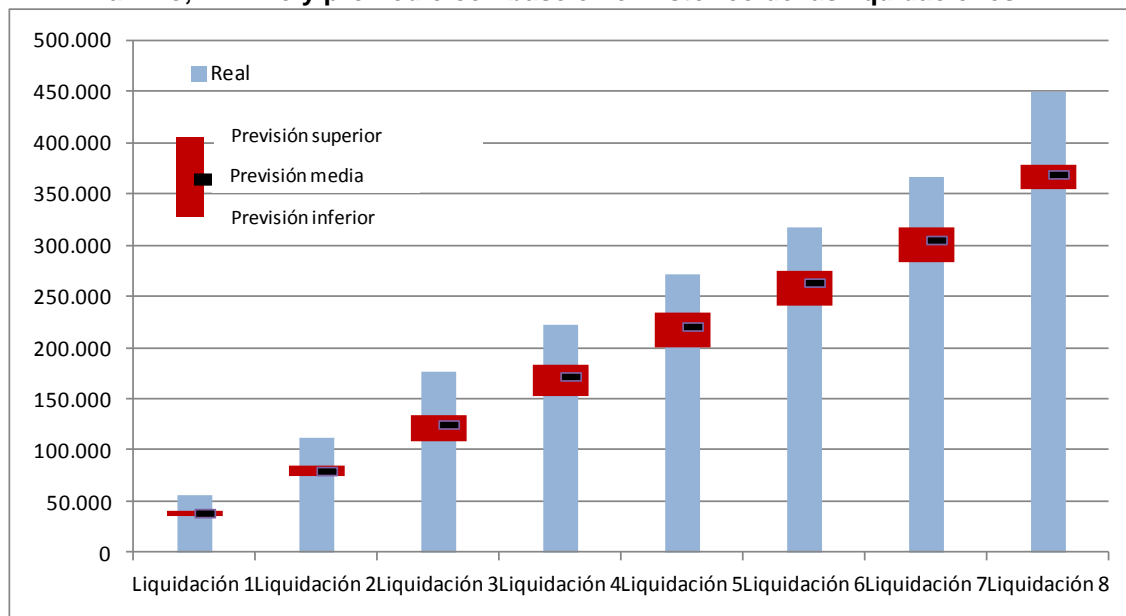
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad

Como se observa en el Gráfico 11, teniendo en cuenta el histórico de la liquidación 8, el coste del servicio de interrumpibilidad registrado en la Liquidación 8/2014 se encontraría por encima del límite superior.

Al respecto, cabe señalar que la previsión implícita en la Orden IET/107/2014 tiene en cuenta el impacto del nuevo esquema retributivo del servicio de interrumpibilidad, esquema que a la fecha de elaboración del presente informe aún no se ha aplicado.

No obstante, se indica que el pasado 30 de septiembre se publicó en el BOE 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. 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.

Gráfico 11. Comparación del coste del servicio de interrumpibilidad (miles €) registrado en las liquidaciones provisionales 1 a 8 de 2014 respecto del coste máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones

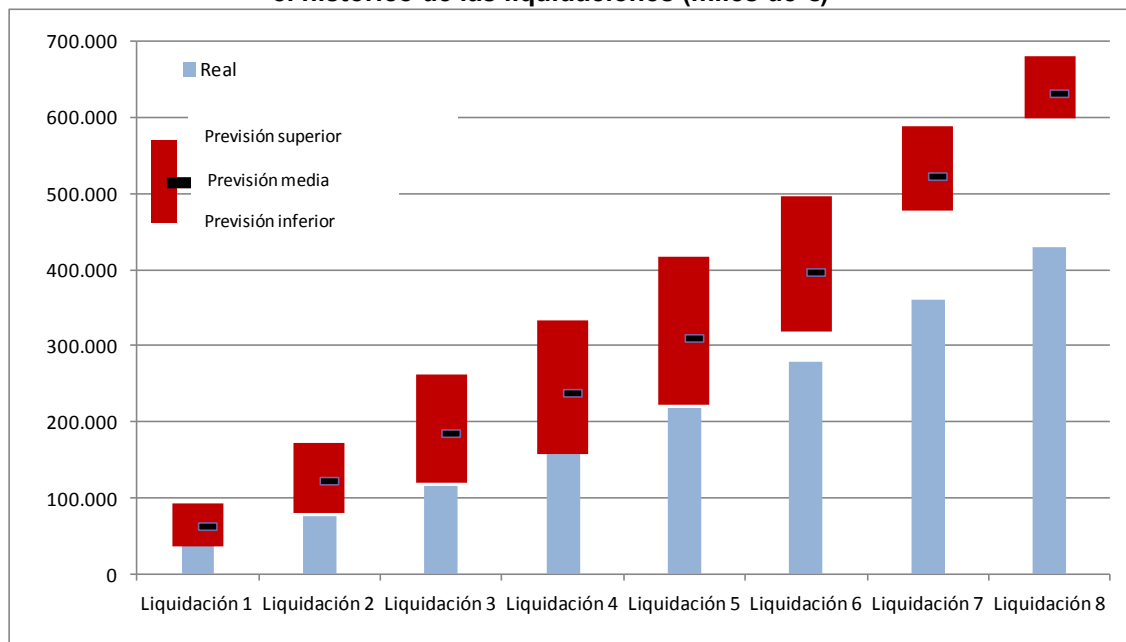


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

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 8/2014 asciende a 430,3 M€, cifra inferior en 201,9 M€ al valor promedio previsto para la Liquidación 8/2014 (632,3 M€), teniendo en cuenta la relación entre la liquidación 8 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 8 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 €)

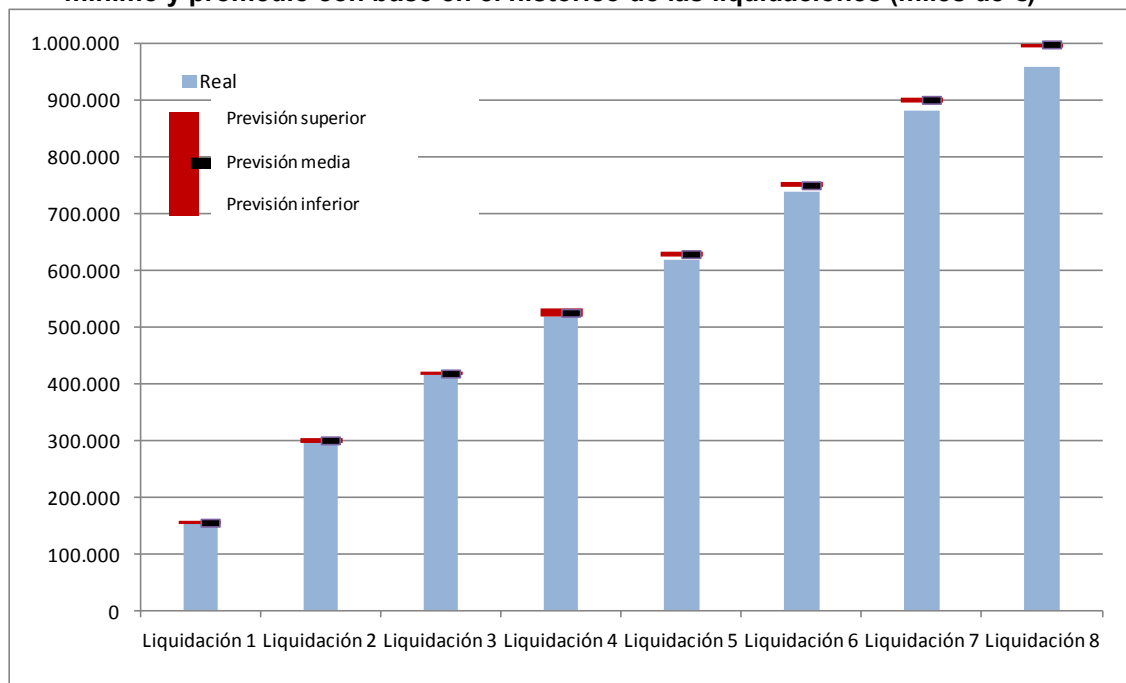


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2010, 2011, 2012, 2013 y 2014), REE (Informes mensuales de los servicios de ajuste) y escandallo que acompaña a la Orden IET/107/2014.

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, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 8/2014 han resultado un 4,1% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 8 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 8 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 8/2014 (528 M€) ha superado en 161 M€ al valor previsto para la liquidación 8/2014 (367 M€).

Para mayor información, en el Cuadro 16 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de agosto de 2014.

Cuadro 16. 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 €
sep-13	106.852.784	21.646.700	39.435.492	15.261.362	30.509.230
oct-13	105.357.646	22.357.333	27.895.749	15.770.074	39.334.490
nov-13	110.649.975	21.636.129	8.450.050	15.261.362	65.302.434
dic-13	150.319.380	22.357.333	-6.165.077	15.477.194	118.649.929
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	107.595.988
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	100.523.570	22.357.333	22.461.895	15.404.588	40.299.754
jun-14	121.072.653	21.636.129	24.917.231	14.685.501	59.833.792
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	20.373.143

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 17 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 agosto 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 1.121 GWh este mes, lo que corresponde con un coste total provisional de 220.990.662,39 euros. De esta cantidad, 147.803.014,93 euros son la compensación extrapeninsular (véase Cuadro 17).

Cabe mencionar la entrada de un nuevo productor en la isla de El Hierro a partir del día 28/07/2014, Gorona del Viento S.A (en adelante GORVIEN), cuya retribución se asemeja a la de los grupos de los anteriormente llamados grupos de régimen ordinario y se determina mediante la Orden IET/1711/2013, de 23 de septiembre, por la que se establece el método de

cálculo de los costes fijos y variables de la instalación de producción eléctrica hidroeléctrica de Gorona del Viento.

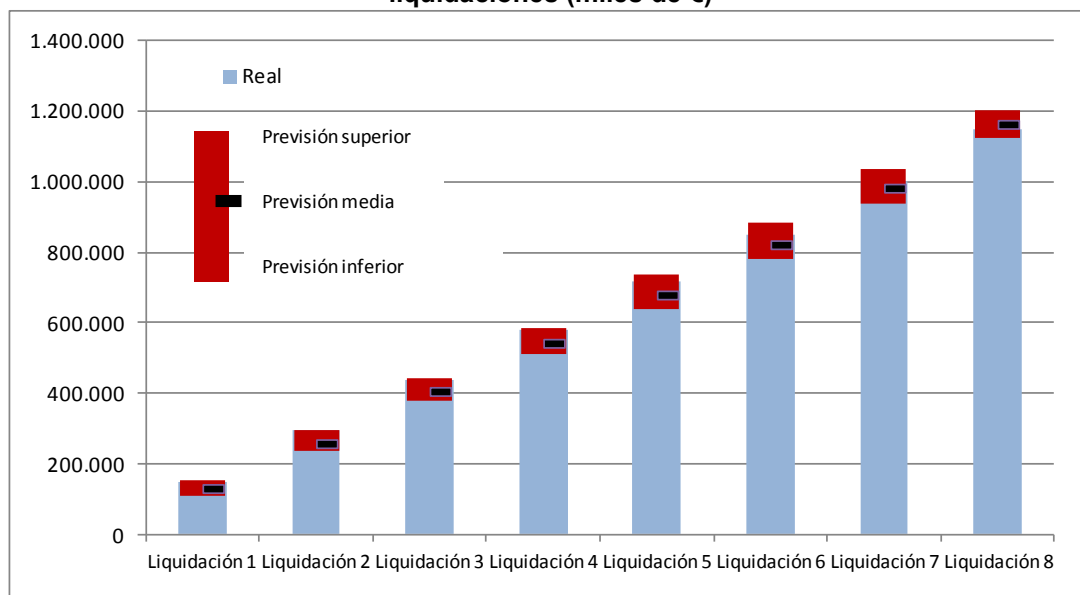
Cuadro 17. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a agosto de 2014

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Compensación extrapeninsular (€)
Baleares	425.817,0	61.794.439,5	36.039.673,3	25.754.766,2	29.266.676,0	32.527.763,4
Canarias (UNELCO)	657.223,0	146.949.899,2	120.240.538,7	26.709.360,5	41.533.365,1	105.416.534,1
Canarias (COTESA)	2,4	129,6	129,6	-	43,8	85,9
Canarias (GORVIEN)	274,3	4.271,2	4.271,2	-	1.181,8	3.089,4
Ceuta	18.626,2	6.125.978,9	3.852.845,4	2.273.133,5	1.175.353,4	4.950.625,4
Mejilla	19.114,5	6.115.944,0	4.127.318,3	1.988.625,7	1.211.027,3	4.904.916,6
Total	1.121.057,4	220.990.662,4	164.264.776,5	56.725.885,9	73.187.647,5	147.803.014,9

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 (-1,4%) del valor medio del intervalo de variación de la Liquidación de la compensación extrapeninsular 8 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 8 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 18. 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.

