



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 9/2015 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

LIQ/DE/120/15

12 de noviembre de 2015

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 9/2015	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.	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 RD 216/2014	28
7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012	30
8. Previsión de costes	32
8.1. Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	32
8.2. Coste del servicio de interrumpibilidad	33
8.3. Coste de los pagos por capacidad	33
8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas	35
8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	35

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 9/2015 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 9/2015 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, en las primeras liquidaciones del año el coeficiente de cobertura es bajo.

Esto significa que en un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden IET/2444/2014, 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 2015 en dicha Orden, y sin considerar desvíos en los ingresos externos a peajes, el resultado para esta liquidación provisional, consistente con un ejercicio con suficiencia tarifaria, se situaría en -1.541,7 M€, sin embargo, en la liquidación 9/2015 se registra un desajuste inferior en 490,9 M€ al esperado para esta liquidación.

Por lo que se refiere a los desvíos en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 9/2015 respecto de las partidas previstas en la Orden IET/2444/2014, cabe destacar los siguientes aspectos:

1. En relación con la **evolución de la demanda en consumo y de los ingresos** por peajes de acceso, éstos se encuentran por encima de los valores esperados para dicha liquidación 9. En particular, la demanda en consumo registrada en la Liquidación 9/2015 (163.046 GWh) ha sido un 3,3% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución de la demanda en consumo, en la Liquidación 9/2015 los ingresos por peajes de acceso de consumidores (9.574,7 M€) han resultado un 1,9% superiores al valor promedio histórico (+179,4 M€).

Asimismo, los ingresos de peajes de generadores en esta liquidación han resultado 2,8 M€ superiores a los previstos para esta liquidación, según la Orden IET/2444/2014 (+3,3%).

Por otra parte, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 han resultado un 37,9% superiores a los previstos en la Orden IET/2444/2014 (+3,8 M€).

Adicionalmente, en la Liquidación provisional 9/2015 se han registrado 491,4 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012: 471,5 M€ procedentes de los impuestos, tributos y cánones (en concreto, 9,9 M€ procedentes del canon hidráulico), y 19,9 M€ procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

2. En la Liquidación 9/2015 los **costes regulados** han sido 334,2 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden IET/2444/2014, debido, principalmente, a unos menores costes de los pagos por capacidad (-230,2 M€) y de la retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (en adelante retribución RECORE) (-132,8 M€).

El **Coefficiente de Cobertura** de la liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **90,37%** (**87,16%** en la Liquidación 8/2015) y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 9/2015 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/2444/2014), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 9/2015 los ingresos no han sido suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, por lo que 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 aplicar 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 9/2015

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/2444/2014.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2015

CONCEPTO	PREVISIÓN 2015 Orden IET/2444/2014	
	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		13.997.858
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	232.924	13.855.409
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		129.664
Exceso de ingresos sobre la TUR de los consumidores sin derecho transitoriamente suministrados por los suministradores de referencia (Art. 17 RD 216/2014)		12.785
B. Otros Ingresos Regulados		1.391.361
Ingresos pagos por capacidad		1.391.361
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.320.000
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.989.700
Ingresos por CO ₂		330.300
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		18.709.219
E. Costes		18.421.389
Transporte		1.712.124
Retribución del transporte		1.690.555
Incentivo disponibilidad del transporte 2014		21.569
Distribución y Gestión Comercial		5.041.464
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		4.655.424
Retribución distribución		4.602.464
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015		89.048
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2014		- 36.088
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		329.340
Gestión Comercial		56.700
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.661
Moratoria nuclear (0,454%)		35.760
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		138
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos		6.980.000
Retribución de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos		7.100.000
Resto R. Especial (Real Decreto - Ley 9/2013)		- 120.000
Retribución específica Sistemas no peninsulares		887.170
Coste Pagos por Capacidad		735.000
Incentivo a la Inversión		n.d.
Incentivo a la Disponibilidad		n.d.
Resolución Restricciones por Garantía de Suministro		n.d.
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.927.649
Fondo de titulización		2.270.360
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		283.471
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		96.057
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Diferencia de pérdidas		90.000
Desajuste ejercicio 2014 (déficit (+)/superávit(-))		- 8.577
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		287.830
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		- 251.000
Extracostes Sistemas No Peninsulares 2012		- 191.000
Ejecución Sentencias		- 60.000
H. Déficit/superávit de Liquidaciones (I = F + G)		36.830

Fuentes: Orden IET/2442/2014 y escandallo de costes que le acompaña.

(1) Demanda de los consumidores nacionales, excluye exportaciones

(2) Ingresos por peajes de acceso a consumidores nacionales, incluyendo facturación por reactiva y excesos de potencia, e ingresos por exportaciones y gestión interconexiones.

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 1 y la liquidación 14 (o 12, en su caso) de los ejercicios 2011-2014.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 9 de 2015 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 9/2015 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014, a efectos del análisis de los resultados bajo dos puntos de vista:

- *Análisis de los desvíos*
Por un 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/2444/2014, a efectos de realizar un seguimiento de las distintas partidas.
- *Análisis de la cobertura de los costes*
Por otro lado, y 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 deberían pagar y los que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles.

Cuadro 1. Liquidación provisional 9/2015 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 9/2015 con costes reconocidos (A)	Liquidación 9/2015 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 9/2015 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	163.046	163.046	157.893	5.153	3,3%
A. Ingresos Peajes de Acceso	9.676.564	9.676.564	9.490.593	185.971	2,0%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	9.574.687	9.574.687	9.395.321	179.366	1,9%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	87.984	87.984	85.195	2.789	3,3%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	13.893	13.893	10.077	3.816	37,9%
B. Otros Ingresos Regulados	1.020.296	1.020.296	1.049.619	- 29.323	-2,8%
Regularización ejercicios anteriores a 2014 (Cuadro 3)	- 20.302	- 20.302	- 20.302	- 20.302	-
Ingresos pagos por capacidad	1.032.374	1.032.374	1.049.619	- 17.245	-1,6%
Ingresos por imputación pérdidas	8.224	8.224	-	8.224	-
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	-
C. Ingresos Externos a Peajes	1.501.978	1.501.978	1.501.978	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	1.245.760	1.245.760	1.245.760	-	0,0%
Ingresos por CO ₂ **	256.218	256.218	256.218	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 27.063	-	-	-
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	12.198.838	12.171.775	12.042.190	156.648	1,3%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.056.145	2.056.145	2.060.514	- 4.369	-0,2%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	14.310	14.310	14.010	300	2,1%
Moratoria nuclear (0,447%)	41.102	41.102	35.760	5.342	14,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	95	95	93	2	1,7%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.001.341	2.001.341	2.010.650	- 9.309	-0,5%
Fondo de titulación	1.524.640	1.524.640	1.538.169	- 13.529	-0,9%
Deficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,065%)	196.441	196.441	192.221	4.220	2,2%
Deficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	71.939	71.939	71.939	-	0,0%
Deficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	208.321	208.321	208.321	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 703	- 703	-	- 703	-
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	11.193.464	10.115.630	11.523.367	- 329.903	-2,9%
Transporte	1.284.093	1.160.446	1.284.093	-	0,0%
Retribución del transporte	1.284.093	1.160.446	1.284.093	-	0,0%
Distribución y Gestión Comercial	3.807.982	3.441.305	3.781.098	26.884	0,7%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	3.518.634	3.179.819	3.491.568	27.066	0,8%
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	246.823	223.056	247.005	- 182	-0,1%
Gestión Comercial	42.525	38.430	42.525	-	0,0%
Retribución específica RECORE	5.102.222	4.610.921	5.235.000	- 132.778	-2,5%
Retribución específica Sistemas no peninsulares	665.378	601.308	665.378	-	0,0%
Sistema de Interrumpibilidad	6.251	5.650	6.251	-	0,0%
Coste Pagos por Capacidad	320.990	290.082	551.250	- 230.260	-41,8%
Coste Diferencia de Pérdidas **	6.548	5.918	6.548	-	0,0%
H. Total Costes (H = F + G)	13.249.609	12.171.775	13.583.881	- 334.272	-2,5%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.050.771	-	- 1.541.691	490.920	-31,8%

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. Detalle de la liquidación de distribuidores con menos de 100.000 clientes (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 9/2015 con costes reconocidos	Liq. 9/2015 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	5.706	5.706
A. Ingresos Peajes de Acceso	348.867	348.867
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	347.985	347.985
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	634	634
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	248	248
E. Total Ingresos	348.867	348.867
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	9.132	9.132
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	522	522
Moratoria nuclear (0,447%)	1.402	1.402
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	3	3
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,065%)	7.186	7.186
Correcciones de medidas	19	19
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	246.823	223.056
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	246.823	223.056
H. Total Costes (H = F + G)	255.955	232.188
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	92.912	116.679

Fuente: CNMC

En el Cuadro 3 se han incluido los ingresos y costes correspondientes a ejercicios anteriores, 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 2015

CONCEPTO	Liquidación nº 9 2015	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-739	-101.706
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	638.611	2.292.765
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	-2.721.388	-1.315.233
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	-2.083.515	875.825
CUOTAS		-883.982
Compensación insulares y extrapeninsulares		-790.334
Operador del Sistema		-40.469
Operador del Mercado		-1.492
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		3.206
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		22.301
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-15.458
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		-60.502
Cuota compensación por int.y reg.especial		-1.233
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		1.759.807
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-838	-40.304
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		0
TOTAL COSTE ENERGIA	-838	-40.304
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		1.800.111
Coste ejecución sentencias		22.085.816
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		-16.111
Diferencias		-20.301.816

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 9/2015 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 9/2015.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 9 se ha situado en un **90,37%** 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

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS		Transporte	1.284.093.000,00
Ingresos Brutos a Tarifa	-101.706,23	Distribución y Gestión Comercial	3.807.981.671,25
Ingresos Brutos a Peajes	9.663.645.459,97	Compensación Insular y Extrapeninsular	665.377.500,00
Cuotas a Tarifa	5.791,16	Prima del Régimen Especial	5.102.221.590,27
Cuotas a Peajes	-251.069.542,30	Demanda de Interrumpibilidad	6.251.464,62
Ingresos Orden ITC/1659/2009	13.892.549,39	Coste Pagos por Capacidad	320.990.179,90
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	0,00	Coste Diferencia de Pérdidas	6.548.286,21
Ingresos Pagos por Capacidad	1.032.374.338,74		
Ingresos Diferencia de pérdidas	8.224.295,43		
Ingresos del Tesoro	1.501.978.150,30		
Pagos Liquidación provisional n+1	-27.063.337,90		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	-16.111,71		
Ingresos por Intereses	0,00		
TOTAL INGRESOS (A)	11.941.869.886,85		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a 2014)	-40.303,73		
Coste del Régimen Especial sin C.C	0,00		
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-703.294,27		
Coste Distribución años anteriores	0,00		
Coste Demanda Interrumpibilidad (anterior a 2014)	0,00		
Coste Diferencia Pérdidas (anterior a 2014)	0,00		
Déficit Segunda Subasta	71.939.160,00		
Anualidad Déficit 2013	208.320.757,63		
Fondo de Titulización del Déficit	1.524.639.779,18		
Coste Ejecución Sentencias	22.085.816,00		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	1.826.241.914,81		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B) [▼]	10.115.627.972,04	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C) [▼]	11.193.463.692,25
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,903708472208092

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, tributos y cánones 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 no se producen ingresos por la mencionada Ley 15/2012, 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	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 2015, en términos anuales de la Orden IET/2444/2014 (+36,8 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2015 debidamente laminada (-1.541,7 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 9/2015 (-1.050,7 M€).

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/2444/2014, 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 2015 en dicha Orden, y sin considerar desvíos en los ingresos externos a peajes, el resultado para esta liquidación provisional, consistente con un ejercicio con suficiencia tarifaria, se sitúa en -1.541,7 M€.

Cabe señalar que en la Liquidación 9/2015 el desajuste registrado es inferior en 490,9 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la evolución favorable de los ingresos por peajes de acceso (+186,0 M€), del coste de los pagos por capacidad (-230,3 M€) y la retribución RECORE (-132,8 M€).

Cuadro 7. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 9/2015

	Previsión anual 2015 Orden IET/2444/2014	Previsión de Liquidación 9/2015	Liquidación 9/2015
Costes regulados (miles €) (A)	17.281.028	12.534.261	12.229.313
Costes de acceso	17.686.389	13.032.631	12.928.619
Otros costes regulados (1)	- 405.361	- 498.369	- 699.306
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	13.997.858	9.490.593	9.676.564
% sobre costes regulados	81%	76%	79%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.320.000	1.501.978	1.501.978
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.989.700	1.245.760	1.245.760
Ingresos subastas CO2	330.300	256.218	256.218
% otros ingresos sobre costes regulados	19%	12%	12%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	36.830	- 1.541.691	- 1.050.771
% sobre los costes regulados (2)	0,213%	12%	9%

Fuente: CNMC (Liquidación 9/2015 y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014).
(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2015.

Como se ha comentado anteriormente, en el Cuadro 1 se compara la Liquidación provisional 9/2015 con la previsión mensual correspondiente a la Orden IET/2444/2014.

Se observa que, las mayores diferencias entre las partidas previstas en la Orden IET/2444/2014 para el ejercicio (periodificadas conforme con el histórico de liquidaciones) y las registradas en la Liquidación 9/2015, se producen, fundamentalmente, en los ingresos por peajes de acceso, en el coste derivado de la retribución específica RECORE y el coste de los pagos de capacidad.

En los epígrafes siguientes, se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014. A efectos de realizar el seguimiento de cada una de esas partidas, y para 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. prevista para el ejercicio 2015 según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden IET/2444/2014 por la que se revisan los peajes de acceso para 2015 asciende a 257.614 GWh, lo que supondría una reducción del 0,20 % respecto de la demanda nacional en b.c. del ejercicio 2014. Esta reducción de la demanda es inferior a la tasa de variación anual registrada a octubre de 2015 (véanse Cuadro 8 y Gráfico 1).

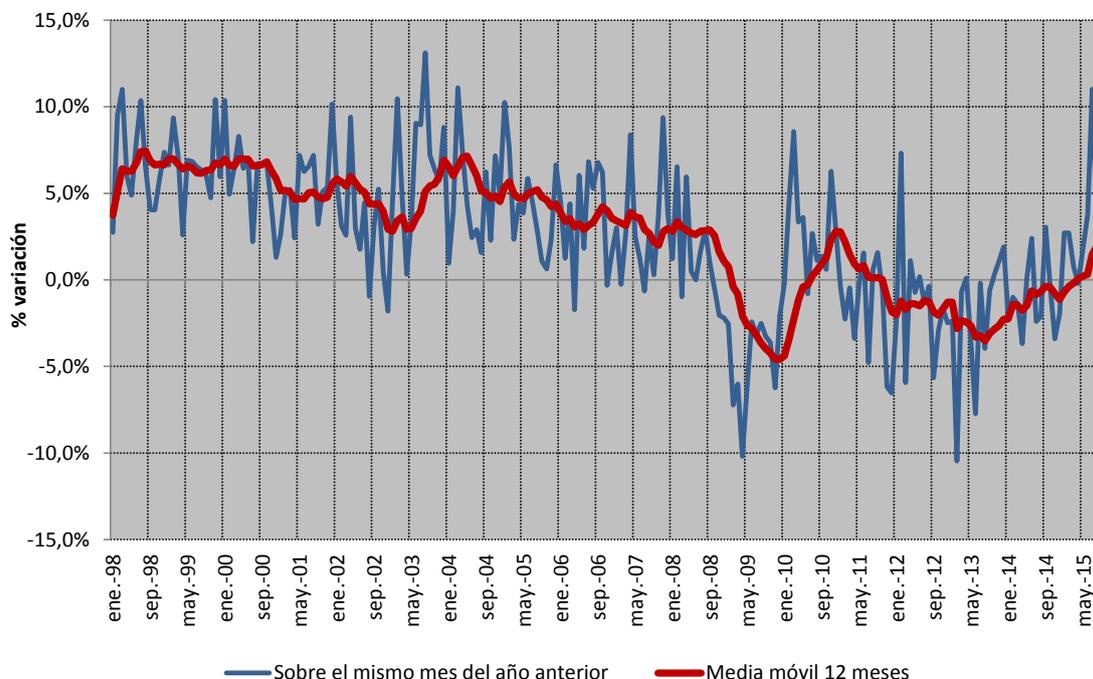
Cuadro 8. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c.

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2013	2014	2015	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14	14 s/ 13	15 s/ 14
Enero	23.767	23.240	23.872	-2,22	2,72	-2,22	2,72	-2,26	-0,69
Febrero	21.666	21.449	22.031	-1,00	2,71	-1,64	2,72	-1,41	-0,38
Marzo	22.389	22.078	22.243	-1,39	0,75	-1,56	2,07	-1,47	-0,20
Abril	20.624	19.863	19.820	-3,69	-0,22	-2,05	1,54	-1,76	0,07
Mayo	20.627	20.648	21.007	0,10	1,74	-1,65	1,58	-1,47	0,20
Junio	20.342	20.832	21.609	2,41	3,73	-1,01	1,93	-0,64	0,32
Julio	23.045	22.490	24.964	-2,41	11,00	-1,22	3,28	-0,84	1,48
Agosto	22.050	21.585	22.333	-2,11	3,46	-1,33	3,31	-0,67	1,96
Septiembre	20.978	21.616	20.832	3,04	-3,63	-0,86	2,53	-0,37	1,40
Octubre	21.026	20.941	20.986	-0,41	0,21	-0,82	2,31	-0,43	1,45
Noviembre	21.621	20.882	-	-3,42	-	-1,05	-	-0,80	-
Diciembre	22.943	22.495	-	-1,95	-	-1,13	-	-1,13	-
Anual	261.077	258.117	219.696						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2015 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 2011, 2012, 2013 y 2014.

**Gráfico 1. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%).
 Enero de 1998- octubre de 2015**



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2015 Balance de Energía

Adicionalmente, cabe señalar que, de acuerdo con la última información disponible publicada por REE, la tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del sistema peninsular en octubre de 2015 registró un aumento del 1,45%, la del Sistema Balear el 2,52%, la del Sistema Canario el 0,94% y la del Sistema Melillense 2,63%. Por el contrario la demanda en b.c. del sistema Ceutí registró un descenso del -1,64%.

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 2015 ascendería a 245.803 GWh, superior en 0,93% a la registrada para el ejercicio 2014. Se observa que la tasa de variación de la demanda peninsular en b.c. prevista por el operador del sistema para 2015 es superior a la tasa de variación que resulta de comparar la demanda nacional en b.c. prevista en la Orden IET/2444/2014² (257.614 GWh) y la demanda registrada en 2014 (-0,2%)(véase Cuadro 9).

² La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no aporta información de la demanda en b.c. desagregada por subsistema.

Cuadro 9. Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2015 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	GWh	2015	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	22.652	2,71	-0,71
Febrero	20.903	2,61	-0,42
Marzo	21.057	0,65	-0,24
Abril	18.717	-0,26	0,04
Mayo	19.819	1,75	0,16
Junio	20.367	3,91	0,29
Julio	23.460	11,08	1,46
Agosto	20.869	3,47	1,93
Septiembre	19.515	-3,68	1,39
Octubre	19.734	0,24	1,45
Noviembre	18.809	-4,93	1,34
Diciembre	19.901	-6,65	0,93
Anual	245.803		0,93

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

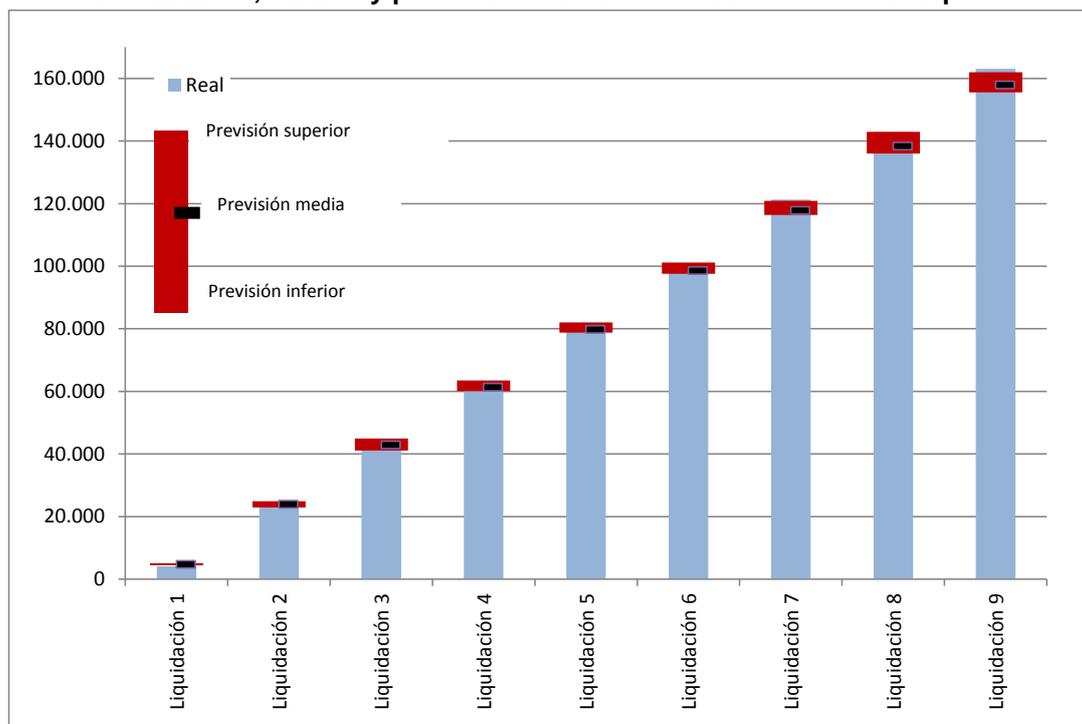
6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 9/2015 asciende a 163.046 GWh, cifra un 3,3% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 9 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores³.

Cabe señalar que la demanda en consumo declarada en la Liquidación 9/2015 representaría el 70,0% de la demanda prevista para el ejercicio 2015, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2011 a 2014 (67,8%).

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 2011, 2012, 2013 y 2014.

Gráfico 2. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 9/2015 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 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

La información disponible en la Liquidación 9/2015 no es significativa para valorar la evolución de la demanda en consumo por grupo de peajes de acceso, dado el decalaje de dos meses existente entre el momento del consumo y su facturación. Al respecto se indica que en la Liquidación 9/2015 se dispone de información sobre los consumos registrados hasta julio de 2015.

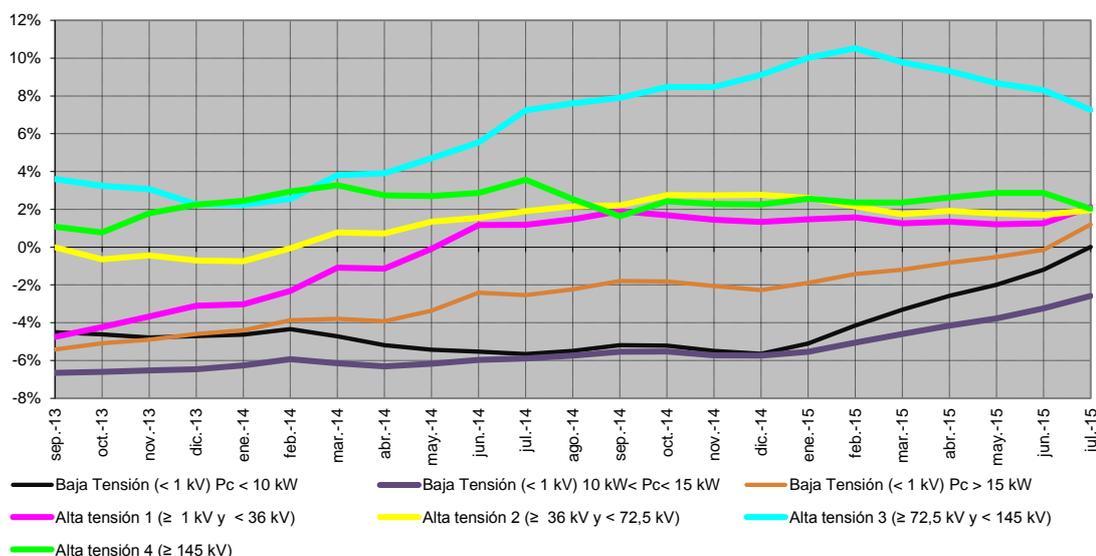
No obstante, a título informativo en el Cuadro 10 y el Gráfico 3 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta julio de 2015, último mes con información. Se observa una recuperación de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión.

**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					
2014	agosto	-5,5%	-5,7%	-2,2%	1,5%	2,2%	7,6%	2,5%	-1,0%
	septiembre	-5,2%	-5,5%	-1,8%	1,9%	2,2%	7,9%	1,6%	-0,8%
	octubre	-5,2%	-5,5%	-1,8%	1,7%	2,8%	8,5%	2,4%	-0,7%
	noviembre	-5,5%	-5,7%	-2,1%	1,4%	2,7%	8,5%	2,3%	-1,0%
	diciembre	-5,7%	-5,7%	-2,3%	1,3%	2,8%	9,1%	2,3%	-1,0%
2015	enero	-5,1%	-5,5%	-1,9%	1,5%	2,6%	10,0%	2,6%	-0,7%
	febrero	-4,2%	-5,1%	-1,4%	1,6%	2,2%	10,5%	2,4%	-0,3%
	marzo	-3,3%	-4,6%	-1,2%	1,3%	1,7%	9,8%	2,4%	-0,2%
	abril	-2,6%	-4,2%	-0,8%	1,3%	1,9%	9,3%	2,6%	0,2%
	mayo	-2,0%	-3,8%	-0,5%	1,2%	1,8%	8,7%	2,9%	0,4%
	junio	-1,2%	-3,2%	-0,1%	1,3%	1,7%	8,3%	2,9%	0,7%
	julio	0,0%	-2,6%	1,2%	2,1%	2,0%	7,3%	2,0%	1,4%

Fuente: CNMC

**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. Cabe señalar una cierta estabilización en la evolución de la potencia de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW y de los consumidores conectados en tensiones comprendidas entre 36 kV y 72,5 kV y una recuperación para el resto de consumidores.

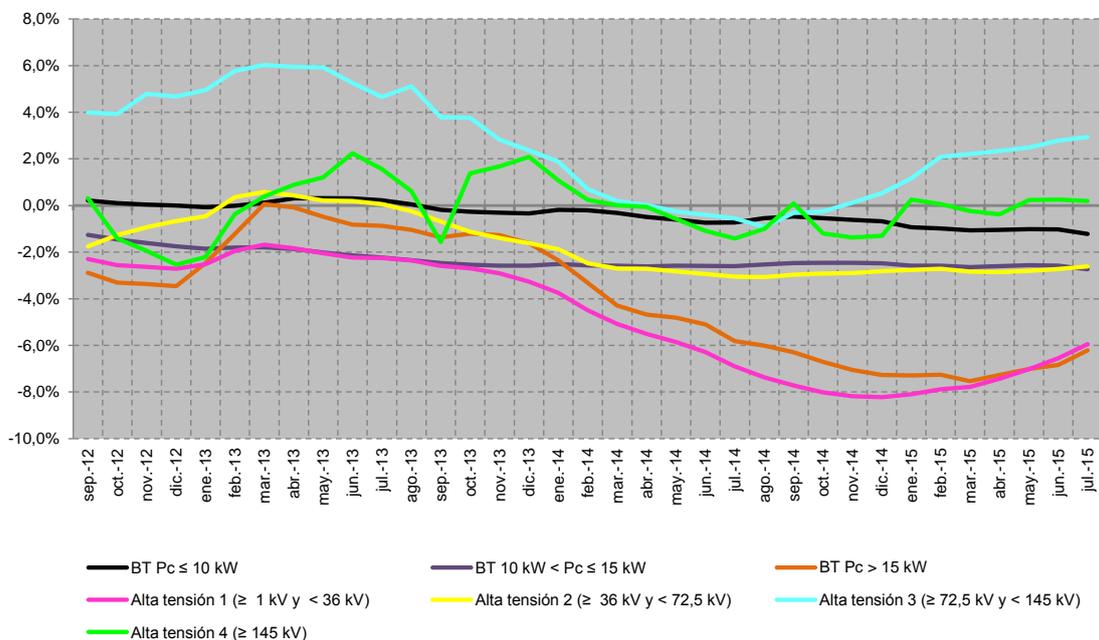
**Cuadro 11. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.**

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					
2014	agosto	-0,5%	-2,5%	-6,0%	-7,4%	-3,1%	-0,9%	-1,0%	-2,3%
	septiembre	-0,5%	-2,5%	-6,3%	-7,7%	-3,0%	-0,3%	0,1%	-2,3%
	octubre	-0,5%	-2,5%	-6,7%	-8,0%	-2,9%	-0,3%	-1,2%	-2,5%
	noviembre	-0,6%	-2,5%	-7,1%	-8,2%	-2,9%	0,1%	-1,4%	-2,6%
	diciembre	-0,7%	-2,5%	-7,3%	-8,2%	-2,8%	0,5%	-1,3%	-2,7%
2015	enero	-0,9%	-2,6%	-7,3%	-8,1%	-2,8%	1,2%	0,3%	-2,8%
	febrero	-1,0%	-2,6%	-7,3%	-7,9%	-2,7%	2,1%	0,1%	-2,8%
	marzo	-1,1%	-2,6%	-7,5%	-7,8%	-2,8%	2,2%	-0,2%	-2,8%
	abril	-1,1%	-2,6%	-7,3%	-7,4%	-2,9%	2,3%	-0,4%	-2,7%
	mayo	-1,0%	-2,6%	-7,0%	-7,0%	-2,8%	2,5%	0,2%	-2,6%
	junio	-1,0%	-2,6%	-6,8%	-6,6%	-2,7%	2,8%	0,3%	-2,5%
	julio	-1,2%	-2,7%	-6,2%	-5,9%	-2,6%	2,9%	0,2%	-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 2014⁴ y la previsión de la demanda para 2015⁵ de la Orden IET/2444/2014.

Al comparar las previsiones para el ejercicio 2015 (Cuadro 12) con la evolución registrada en los últimos meses (Cuadro 10), se observa que la demanda prevista por grupo tarifario presenta tasas de variación inferiores a las registradas en los últimos doce meses, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW (con una previsión de -1,9% frente al -2,6% registrado en los últimos doce meses) y los consumidores conectados en media tensión (con una previsión de +4,3% frente al +2,1% registrado en los últimos doce meses), si bien éstas últimas estarían en línea con la tendencia de mejora observada.

Respecto de la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2015 (Cuadro 12) se observa que, en general, muestra tasas de variación respecto del ejercicio 2014 superiores a las medias móviles registradas a julio de 2015 en todos los peajes (Cuadro 11), con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 10 kW, los consumidores conectados en redes de tensión comprendida entre 72,5 kV y 145 kV (peaje 6.3) y tensión superior a 145 kV (peaje 6.4), mostrándose las diferencias más relevantes en los peajes de acceso 3.0 A, 3.1 A, 6.1 y 6.3. Sin embargo, para consumidores con potencias contratadas por debajo de 10 kW, la tasa de variación prevista respecto al ejercicio 2014 (-1,8%) es inferior a la observada en la interanual de julio (-1,2%). En cualquier caso, para el total de potencia facturada, la previsión sobre 2015 se sitúa en -2,0%, mientras que el valor interanual de julio se sitúa en -2,5%.

⁴ Se indica que las variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2014 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 Al respecto se indica que la previsión de demanda e ingresos de la Orden IET/2444/2014 está recogida en la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020 (véase el informe realizado por la CNMC disponible en http://cnmc.es/Portals/0/Ficheros/Energia/Informes/150521_Informe%20OM%20de%20evolu%C3%B3n%20de%20ingresos%20y%20costes%202015-2020.pdf).

Cuadro 12. Comparación del número de clientes, consumo y potencia facturada desagregado por grupo tarifario registrados en la Liquidación 14/2014 con las previstas para el ejercicio 2015, según la Memoria de la Orden IET/2444/2014.

Peaje	Real 2014			Previsión 2015			% variación (B) sobre (A)		
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia	Consumo
Baja tensión	28.655.785	148.448	109.068	28.741.365	145.304	107.916	0,3%	-2,1%	-1,1%
2.0 A	25.735.418	107.194	58.118	25.814.841	105.371	57.323	0,3%	-1,7%	-1,4%
2.0 DHA	1.290.922	7.337	7.480	1.282.048	7.112	7.432	-0,7%	-3,1%	-0,6%
2.0 DHS	2.482	13	22	5.471	17	30	120,4%	32,0%	34,8%
2.1 A	704.644	8.854	5.987	706.594	8.609	5.860	0,3%	-2,8%	-2,1%
2.1 DHA	172.057	2.166	2.967	175.973	2.117	2.918	2,3%	-2,3%	-1,7%
2.1 DHS	398	5	6	825	10	9	107,3%	101,7%	46,8%
3.0	749.863	22.879	34.488	755.613	22.068	34.343	0,8%	-3,5%	-0,4%
Alta tensión	108.747	30.351	122.923	109.246	29.875	126.004	0,5%	-1,6%	2,5%
3.1.A	85.996	6.824	15.629	86.218	6.586	16.457	0,3%	-3,5%	5,3%
6.1 A	18.923	13.065	51.005	18.438	12.393	53.021	-2,6%	-5,1%	4,0%
6.1 B	1.226	1.305	5.042	1.975	1.773	5.257	61,1%	35,9%	4,3%
6.2	1.599	3.272	16.882	1.610	3.263	16.989	0,7%	-0,3%	0,6%
6.3	424	1.754	10.091	429	1.687	9.770	1,0%	-3,8%	-3,2%
6.4	579	4.053	23.982	575	4.016	24.147	-0,7%	-0,9%	0,7%
TTS	1	78	292	1	156	361	-25,0%	98,9%	23,6%
Total	28.764.532	178.799	231.992	28.850.611	175.178	233.920	0,3%	-2,0%	0,8%

Fuente: CNMC, Orden IET/2444/2014 y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2014, 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) Previsión de demanda e ingresos de la Orden IET/2444/2014 según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020.

Adicionalmente, en el Cuadro 13 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC⁶ correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes⁷ con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (agosto 2014-julio 2015), 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 2015 (primer cuadro);
- Las variables de facturación registradas en los últimos doce meses en la base de datos de liquidaciones (segundo cuadro);

⁶ Se indica que la previsión de las variables de facturación para el ejercicio 2015 de la Orden IET/2444/2014, según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el periodo 2015-2020, se corresponde con las previsiones de la CNMC.

⁷ 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.

- La diferencia entre las variables previstas y registradas en términos absolutos (tercer cuadro), y en términos relativos (cuarto cuadro).

De la comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2015 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (agosto 2014-julio 2015⁸) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y para los consumidores conectados en media y alta tensión, con la excepción del periodo 3 del peaje 3.1 A, del periodo 6 de los peajes 6.1 A y 6.2, del peaje 6.3 y los periodos 3, 4, 5 y 6 del peaje 6.4, la potencia contratada registrada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada por periodo prevista para el ejercicio 2015. La potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW es menor que la prevista para el ejercicio 2015 para los peajes 2.0 A, 2.0 DHS y 2.1 DHS y superior para el resto.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto por periodo para el ejercicio 2015 es inferior al consumo registrado en los últimos doce meses, con la excepción de los periodos 1 y 2 de los consumidores de baja tensión acogidos a la discriminación horaria supervalle (2.0 DHS), el periodo 2 de la 2.1 DHA, el periodo 3 del peaje 2.1 DHS, el peaje 3.1 A, los periodos 1, 2, 5 y 6 de la 6.1 A, los periodos 1, 2 y 5 de la 6.1 B y los periodos 1, 2 y 6 del peaje 6.2 y del peaje 6.4.

⁸ La desagregación de las variables de facturación entre los peajes 6.1 A y 6.1 B durante el ejercicio 2014 se ha realizado teniendo en cuenta la información individualizada de clientes de la base de datos de Liquidaciones.

Cuadro 13. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015 y las registradas en los últimos 12 meses (agosto 2014-julio 2015) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2015. 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	27.645.026	140.457	22.528	21.978	-	-	-	70.947	25.241	7.947	-	-	-	104.135
2.0 A	24.837.929	101.660	-	-	-	-	-	55.302	-	-	-	-	-	55.302
2.0 DHA	1.229.036	6.819	-	-	-	-	-	2.302	4.872	-	-	-	-	7.173
2.0 DHS	5.442	16	-	-	-	-	-	11	9	10	-	-	-	30
2.1 A	677.455	8.268	-	-	-	-	-	5.652	-	-	-	-	-	5.652
2.1 DHA	167.863	2.025	-	-	-	-	-	943	1.865	-	-	-	-	2.808
2.1 DHS	785	10	-	-	-	-	-	3	3	3	-	-	-	9
3.0	726.515	21.658	22.528	21.978	-	-	-	6.735	18.493	7.934	-	-	-	33.162
Alta tensión	105.937	27.908	29.448	30.290	23.204	23.383	28.572	11.801	17.910	11.758	9.086	13.460	59.879	123.893
3.1.A	83.341	6.257	6.902	7.372	-	-	-	3.285	6.515	6.294	-	-	-	16.093
6.1 A	18.833	12.182	12.396	12.548	12.633	12.732	16.006	4.681	5.917	2.942	4.768	6.960	26.717	51.983
6.1 B	1.156	1.202	1.255	1.261	1.264	1.271	1.614	458	609	325	536	742	2.378	5.047
6.2	1.604	3.086	3.215	3.257	3.285	3.297	4.083	1.275	1.757	813	1.356	2.013	9.695	16.910
6.3	428	1.480	1.716	1.727	1.778	1.818	2.102	587	878	432	744	1.136	5.935	9.713
6.4	575	3.702	3.963	4.124	4.244	4.265	4.766	1.516	2.234	953	1.682	2.609	15.154	24.147
Total	27.750.963	168.365	51.976	52.268	23.204	23.383	28.572	82.748	43.151	19.705	9.086	13.460	59.879	228.029

Últimos 12 meses (agosto 2014-julio 2015). 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	27.569.235	140.230	21.909	21.479	-	-	-	72.877	25.830	8.051	-	-	-	106.758
2.0 A	24.668.594	101.450	-	-	-	-	-	56.664	-	-	-	-	-	56.664
2.0 DHA	1.353.186	7.436	-	-	-	-	-	2.589	5.034	-	-	-	-	7.623
2.0 DHS	2.960	15	-	-	-	-	-	8	7	12	-	-	-	27
2.1 A	669.542	8.336	-	-	-	-	-	5.723	-	-	-	-	-	5.723
2.1 DHA	162.385	2.029	-	-	-	-	-	984	1.849	-	-	-	-	2.833
2.1 DHS	518	6	-	-	-	-	-	3	2	3	-	-	-	8
3.0	712.050	20.958	21.909	21.479	-	-	-	6.907	18.938	8.036	-	-	-	33.881
Alta tensión	106.583	27.525	29.098	30.066	22.969	23.169	29.798	11.652	17.515	12.027	9.961	13.741	58.081	122.978
3.1.A	84.169	6.176	6.845	7.397	-	-	-	3.174	6.278	6.024	-	-	-	15.475
6.1 A	18.600	11.897	12.096	12.245	12.337	12.458	16.986	4.611	5.724	3.069	4.949	6.816	25.702	50.870
6.1 B	1.205	1.187	1.245	1.251	1.254	1.261	1.610	455	605	331	545	732	2.386	5.055
6.2	1.603	3.065	3.184	3.221	3.238	3.253	4.151	1.270	1.735	912	1.521	2.106	9.553	17.097
6.3	420	1.554	1.785	1.801	1.857	1.888	2.158	639	948	497	859	1.193	6.086	10.223
6.4	586	3.646	3.942	4.150	4.284	4.309	4.893	1.503	2.225	1.195	2.087	2.894	14.354	24.257
Total	27.675.817	167.755	51.007	51.544	22.969	23.169	29.798	84.529	43.346	20.078	9.961	13.741	58.081	229.736

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	75.791	226	618	499	-	-	-	-1.930	-589	-103	-	-	-	-2.622
2.0 A	169.336	211	-	-	-	-	-	-1.362	-	-	-	-	-	-1.362
2.0 DHA	-124.150	-617	-	-	-	-	-	-288	-162	-	-	-	-	-450
2.0 DHS	2.482	1	-	-	-	-	-	3	2	-2	-	-	-	2
2.1 A	7.913	-67	-	-	-	-	-	-70	-	-	-	-	-	-70
2.1 DHA	5.478	-4	-	-	-	-	-	-41	16	-	-	-	-	-25
2.1 DHS	267	3	-	-	-	-	-	0	0	1	-	-	-	1
3.0	14.465	700	618	499	-	-	-	-172	-445	-102	-	-	-	-719
Alta tensión	-646	383	350	224	236	213	-1.226	149	394	-270	-874	-281	1.797	915
3.1.A	-828	81	57	-25	-	-	-	111	237	270	-	-	-	618
6.1 A	233	284	300	303	296	274	-980	70	193	-127	-181	144	1.015	1.113
6.1 B	-49	15	10	10	11	10	4	3	3	-7	-9	10	-9	-8
6.2	1	21	30	36	47	44	-67	5	22	-99	-164	-93	142	-187
6.3	8	-74	-69	-74	-79	-70	-57	-52	-70	-66	-115	-57	-151	-510
6.4	-11	56	22	-26	-40	-45	-126	13	9	-242	-404	-285	800	-110
Total	75.145	610	969	723	236	213	-1.226	-1.781	-195	-373	-874	-281	1.797	-1.707

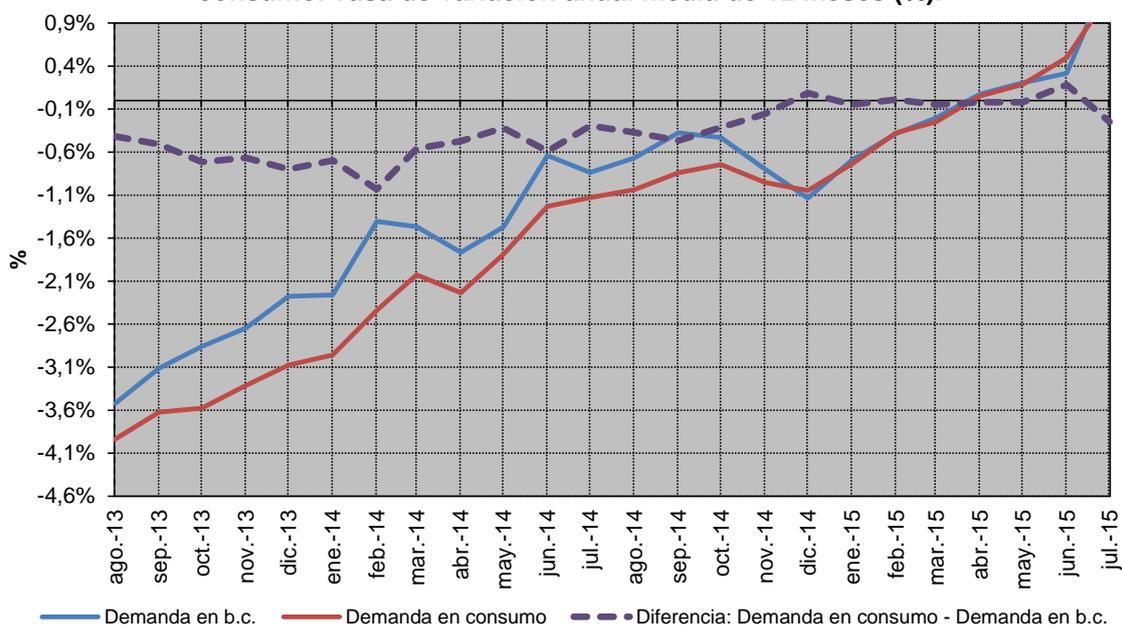
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

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	0,3%	0,2%	2,8%	2,3%				-2,6%	-2,3%	-1,3%				-2,5%
2.0 A	0,7%	0,2%						-2,4%						-2,4%
2.0 DHA	-9,2%	-8,3%						-11,1%	-3,2%					-5,9%
2.0 DHS	83,9%	4,4%						38,9%	21,2%	-18,7%				8,9%
2.1 A	1,2%	-0,8%						-1,2%						-1,2%
2.1 DHA	3,4%	-0,2%						-4,2%	0,8%					-0,9%
2.1 DHS	51,5%	52,9%						8,6%	14,6%	25,8%				16,4%
3.0	2,0%	3,3%	2,8%	2,3%				-2,5%	-2,4%	-1,3%				-2,1%
Alta tensión	-0,6%	1,4%	1,2%	0,7%	1,0%	0,9%	-4,1%	1,3%	2,3%	-2,2%	-8,8%	-2,0%	3,1%	0,7%
3.1.A	-1,0%	1,3%	0,8%	-0,3%				3,5%	3,8%	4,5%				4,0%
6.1 A	1,3%	2,4%	2,5%	2,5%	2,4%	2,2%	-5,8%	1,5%	3,4%	-4,1%	-3,7%	2,1%	3,9%	2,2%
6.1 B	-4,1%	1,2%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,3%	0,6%	0,5%	-2,0%	-1,7%	1,4%	-0,4%	-0,2%
6.2	0,1%	0,7%	1,0%	1,1%	1,5%	1,3%	-1,6%	0,4%	1,3%	-10,9%	-10,8%	-4,4%	1,5%	-1,1%
6.3	1,9%	-4,8%	-3,9%	-4,1%	-4,2%	-3,7%	-2,6%	-8,2%	-7,3%	-13,2%	-13,4%	-4,8%	-2,5%	-5,0%
6.4	-1,8%	1,5%	0,6%	-0,6%	-0,9%	-1,0%	-2,6%	0,9%	0,4%	-20,2%	-19,4%	-9,9%	5,6%	-0,5%
Total	0,3%	0,4%	1,9%	1,4%	1,0%	0,9%	-4,1%	-2,1%	-0,5%	-1,9%	-8,8%	-2,0%	3,1%	-0,7%

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, 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. Cabe destacar que desde diciembre de 2014 la demanda en consumo registra una tendencia similar a la demanda en barras de central (medida a partir de la evolución de las tasas de variación anual de los últimos 12 meses).

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



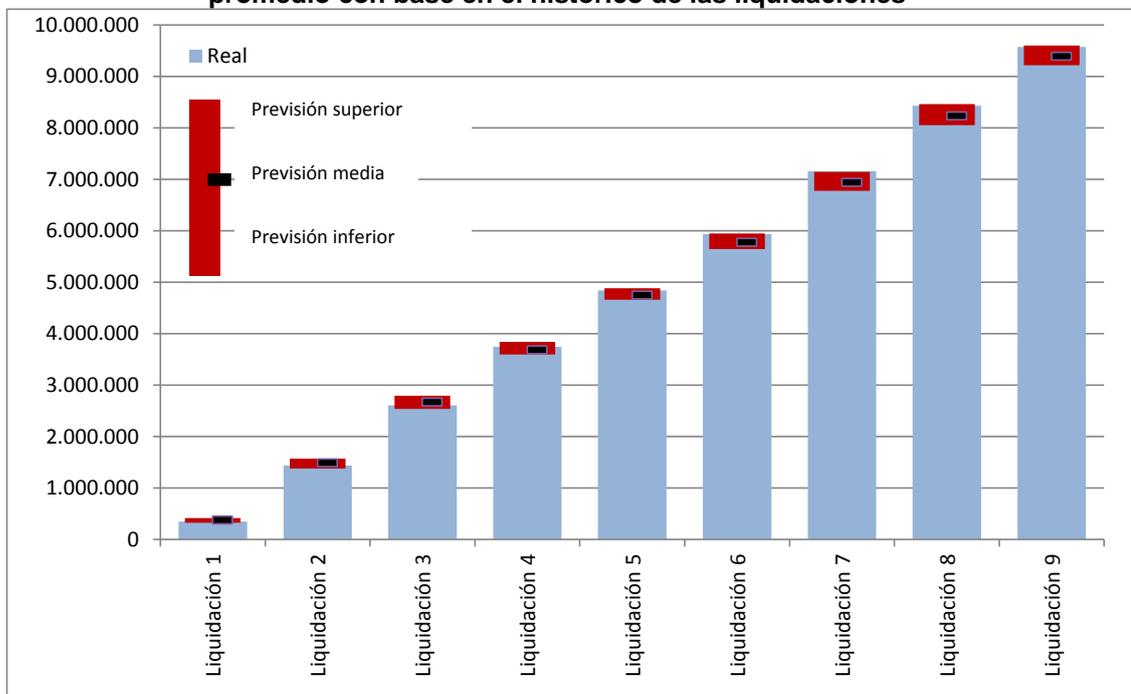
Fuente: CNMC

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 9/2015 ascendieron a 9.574,7 M€, cifra un 1,9% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 9 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 liquidación provisional 9 de 2015 respecto de la previsión de liquidación 9. 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 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

La información disponible en la Liquidación 9/2015 no es significativa para valorar los ingresos de peajes de acceso a consumidores desagregados por grupo tarifario, debido a que el último mes con información de consumo completa es julio de 2015.

No obstante, a efectos ilustrativos, en el Cuadro 14 se compara el resultado de facturar a las variables de facturación previstas por la CNMC correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 para el ejercicio 2015 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (agosto 2014-julio 2015) en la base de datos de Liquidaciones. Cabe destacar que las mayores diferencias, en términos absolutos, se registran en los consumidores conectados en baja tensión acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 3.0 A, 3.1 A y 6.1 A. En particular, en la facturación del término de potencia de los peajes 3.0 A, 2.0 DHA y 6.1 A y en la facturación del término de energía de los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 3.0 A, 3.1 A y 6.1.

Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2015 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 2015. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2015 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.645.026	104.135	6.376.151	3.404.358	9.780.509
2.0 A	24.837.929	55.302	3.867.506	2.434.774	6.302.280
2.0 DHA	1.229.036	7.173	259.432	153.523	412.955
2.0 DHS	5.442	30	614	717	1.331
2.1 A	677.455	5.652	367.480	324.208	691.688
2.1 DHA	167.863	2.808	90.019	94.901	184.920
2.1 DHS	785	9	425	280	705
3.0	726.515	33.162	1.790.675	395.955	2.186.630
Alta tensión	105.937	123.893	2.567.849	746.753	3.314.601
3.1 A	83.341	16.093	683.790	179.298	863.089
6.1 A	18.833	51.983	1.367.712	379.965	1.747.677
6.1 B	1.156	5.047	77.332	33.504	110.836
6.2	1.604	16.910	198.999	65.664	264.662
6.3	428	9.713	87.762	32.851	120.614
6.4	575	24.147	152.253	55.471	207.724
Total	27.750.963	228.029	8.943.999	4.151.111	13.095.111

Últimos 12 meses (agosto 2014-julio 2015). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.569.235	106.758	6.342.846	3.498.487	9.841.333
2.0 A	24.668.594	56.664	3.859.493	2.494.725	6.354.218
2.0 DHA	1.353.186	7.623	282.901	171.725	454.626
2.0 DHS	2.960	27	588	523	1.111
2.1 A	669.542	5.723	370.474	328.243	698.717
2.1 DHA	162.385	2.833	90.180	97.755	187.935
2.1 DHS	518	8	278	253	531
3.0	712.050	33.881	1.738.932	405.263	2.144.195
Alta tensión	106.583	122.978	2.539.474	738.670	3.278.143
3.1 A	84.169	15.475	677.132	172.576	849.708
6.1 A	18.600	50.870	1.344.586	373.907	1.718.493
6.1 B	1.205	5.055	76.629	33.476	110.105
6.2	1.603	17.097	197.408	66.464	263.872
6.3	420	10.223	91.535	35.446	126.981
6.4	586	24.257	152.184	56.801	208.985
Total	27.675.817	229.736	8.882.319	4.237.157	13.119.476

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	75.791	- 2.622	33.305	- 94.129	- 60.823
2.0 A	169.336	- 1.362	8.013	- 59.951	- 51.938
2.0 DHA	- 124.150	- 450	- 23.470	- 18.202	- 41.671
2.0 DHS	2.482	2	26	194	220
2.1 A	7.913	- 70	- 2.994	- 4.035	- 7.029
2.1 DHA	5.478	- 25	- 161	- 2.854	- 3.015
2.1 DHS	267	1	147	27	174
3.0	14.465	- 719	51.744	- 9.308	42.435
Alta tensión	- 646	915	28.375	8.083	36.458
3.1 A	- 828	618	6.658	6.723	13.381
6.1 A	233	1.113	23.126	6.058	29.184
6.1 B	- 49	- 8	703	28	731
6.2	1	- 187	1.590	- 800	790
6.3	8	- 510	- 3.772	- 2.595	- 6.367
6.4	- 11	- 110	70	- 1.331	- 1.261
Total	75.145	- 1.707	61.680	- 86.045	- 24.365

Diferencia (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden IET/2444/2014 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	0,3%	-2,5%	0,5%	-2,7%	-0,6%
2.0 A	0,7%	-2,4%	0,2%	-2,4%	-0,8%
2.0 DHA	-9,2%	-5,9%	-8,3%	-10,6%	-9,2%
2.0 DHS	83,9%	8,9%	4,4%	37,0%	19,8%
2.1 A	1,2%	-1,2%	-0,8%	-1,2%	-1,0%
2.1 DHA	3,4%	-0,9%	-0,2%	-2,9%	-1,6%
2.1 DHS	51,5%	16,4%	52,9%	10,8%	32,9%
3.0	2,0%	-2,1%	3,0%	-2,3%	2,0%
Alta tensión	-3,7%	-0,5%	0,4%	-5,3%	-1,4%
3.1 A	-1,0%	4,0%	1,0%	3,9%	1,6%
6.1 A	1,3%	2,2%	1,7%	1,6%	1,7%
6.1 B	-4,1%	-0,2%	0,9%	0,1%	0,7%
6.2	0,1%	-1,1%	0,8%	-1,2%	0,3%
6.3	1,9%	-5,0%	-4,1%	-7,3%	-5,0%
6.4	-1,8%	-0,5%	0,0%	-2,3%	-0,6%
Total	0,3%	-0,7%	0,7%	-2,0%	-0,2%

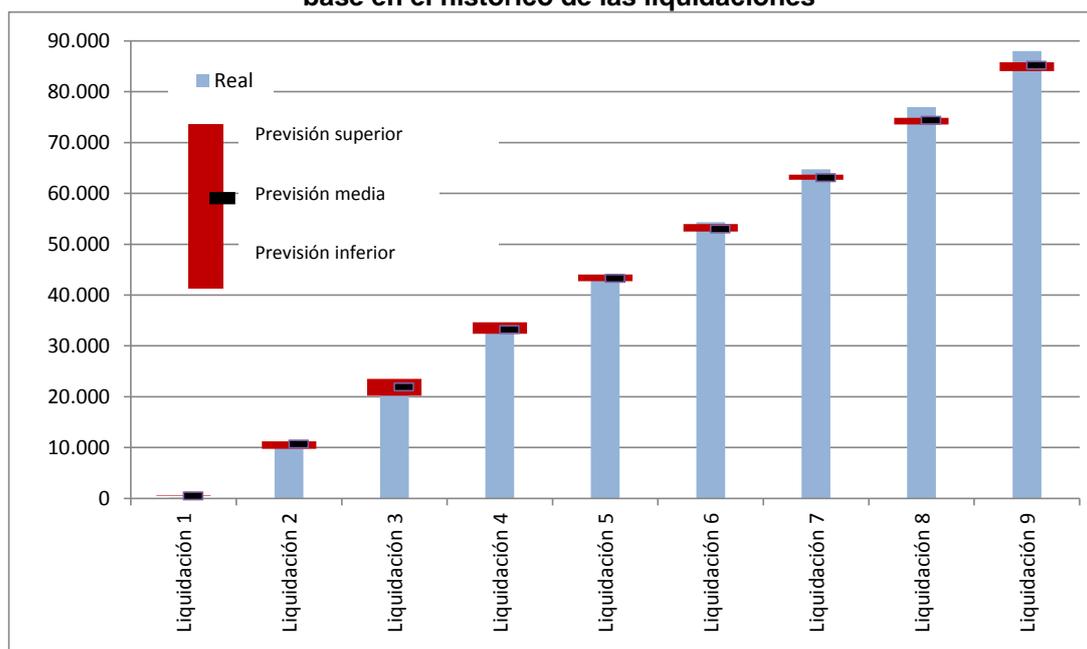
Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 9/2015 representan, aproximadamente, el 69,1% de los ingresos de la liquidación provisional 14.

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 9/2015 por este concepto ascienden a 88,0 M€, cifra superior en un 3,3% al promedio de la liquidación 9 de los años 2012, 2013 y 2014. Dicha cifra es superior al máximo registrado en el histórico de liquidaciones.

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las Liquidaciones 1 a 9 de 2015 respecto de la previsión anual. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones

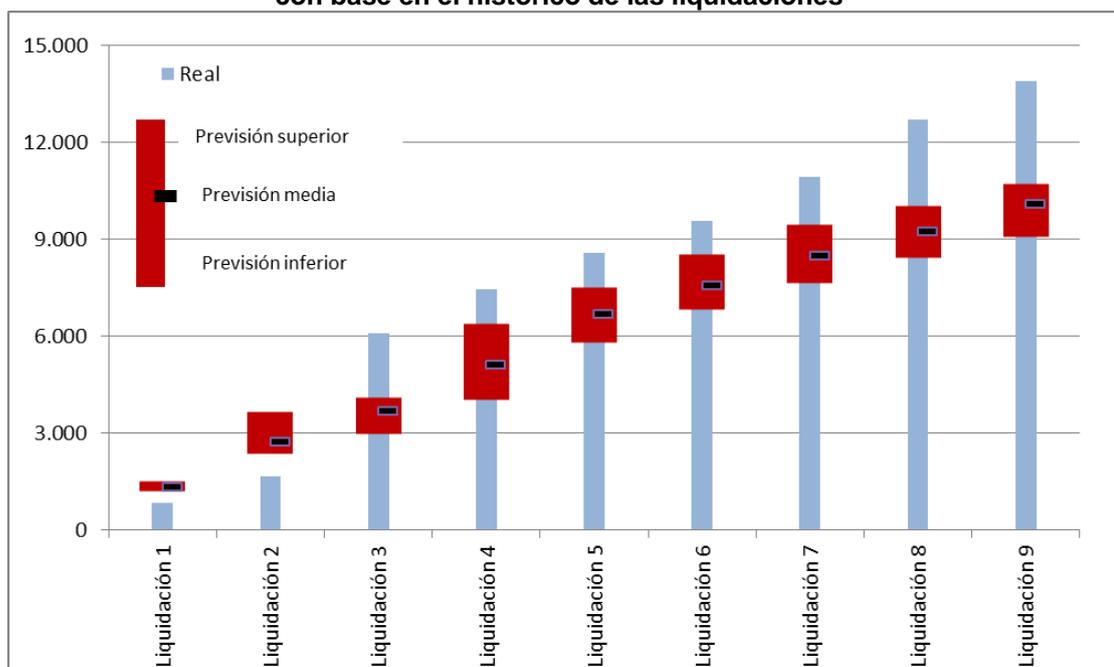


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

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

En la Liquidación 9/2015 se han declarado 13.893 miles de € en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, importe que estaría por encima del valor medio definido (37,9%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 9/2015 respecto de los ingresos previstos por este concepto. Intervalo de variación de los ingresos por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 máximo, mínimo y promedio de la Liquidación 9 con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

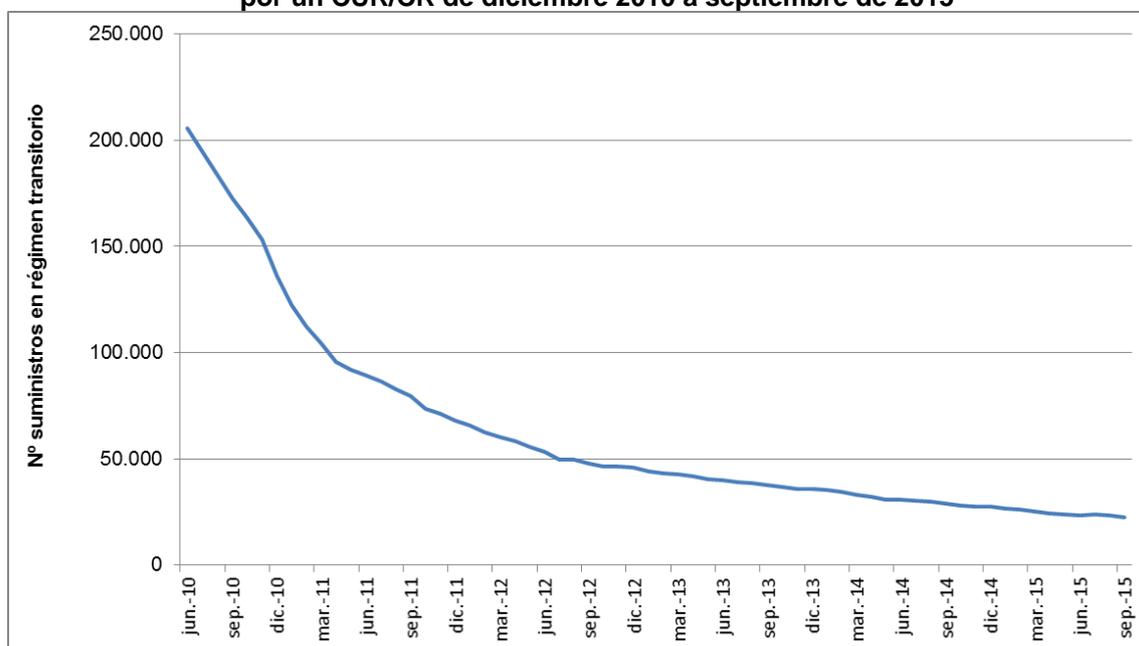
A efectos informativos en el Cuadro 15 y el Gráfico 9 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

Cuadro 15. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR desagregada por tipo de consumidor. Diciembre 2010 – septiembre 2015

Tipo de consumidor	dic-10	dic-11	dic-12	dic-13	dic-14	ene-15	feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	jul-15	ago-15	sep-15
Grandes Clientes (AT)	277	857	334	117	151	128	129	142	120	102	121	120	98	99
Grandes Clientes (BT)	2.312	615	224	225	182	251	236	131	118	108	142	148	127	97
AAPP (Alta tensión)	1.626	861	617	386	297	281	271	248	247	243	235	239	229	206
AAPP (Baja Tensión)	41.189	17.925	9.394	6.106	3.665	3.495	3.363	3.192	3.201	3.119	3.029	3.136	3.063	2.868
Pymes (AT)	2.449	1.290	1.064	735	893	889	890	891	863	827	809	861	835	795
Pymes (BT)	33.458	17.078	11.406	8.694	5.474	5.218	5.081	4.916	4.759	4.611	4.518	4.585	4.456	4.150
Domésticos (AT)	81	121	136	128	118	120	111	105	103	96	87	82	79	89
Domésticos (BT)	54.489	28.780	22.324	19.054	16.382	15.939	15.641	15.244	14.835	14.484	14.281	14.235	14.153	13.906
Otros (AT)	12	30	27	29	28	28	26	26	24	22	21	22	20	20
Otros (BT)	364	185	221	258	179	176	163	167	159	155	150	141	140	134
Total	136.257	67.742	45.747	35.732	27.369	26.525	25.911	25.062	24.429	23.767	23.393	23.569	23.200	22.364

Fuente: CNMC

Gráfico 9. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados por un CUR/CR de diciembre 2010 a septiembre de 2015



Fuente: CNMC

Al respecto, cabe señalar que el desvío en los ingresos procedentes de la aplicación del artículo 17 del RD 216/2014 a los consumidores que sin derecho, transitoriamente son suministrados por un COR, se debe, fundamentalmente, a los mayores precios registrados en el mercado durante el primer semestre de 2015.

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

En la Liquidación provisional 9/2015 se han registrado 491,4 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012: 471,5 M€ procedentes de los impuestos, tributos y cánones (de los cuales 9,9 corresponden al canon hidráulico), y 19,9 M€ procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Los ingresos acumulados por este concepto alcanzan 1.501,98M€, el 45,2% del importe previsto para el ejercicio 2015 (3.320 M€) en la Orden IET/2444/2014 (véase Cuadro 16).

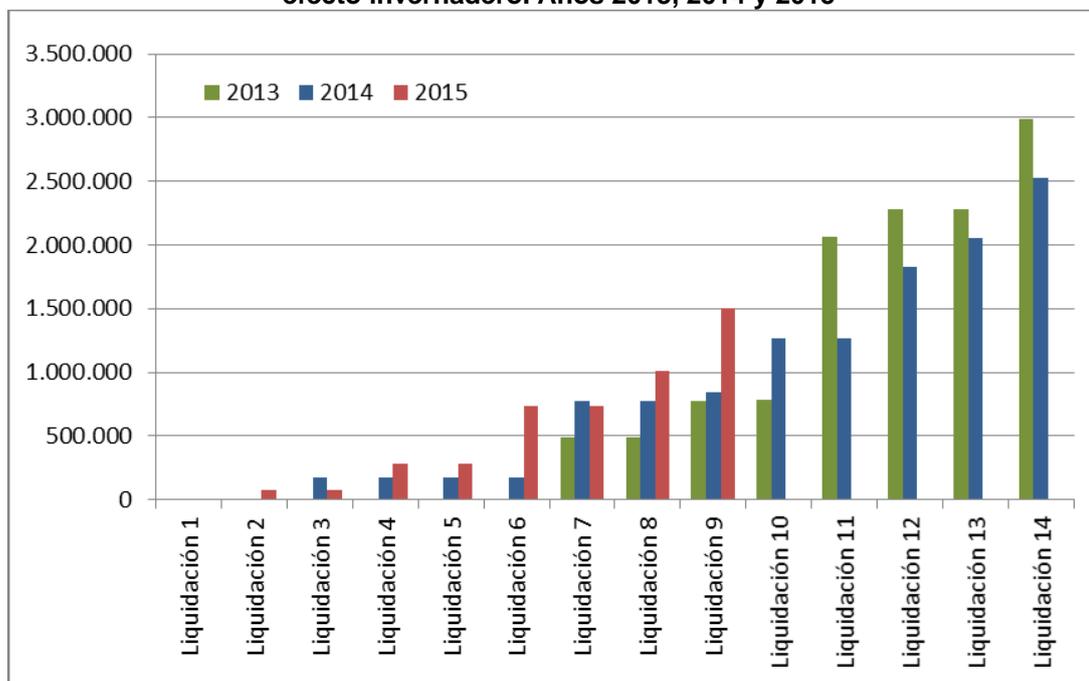
Cuadro 16. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial	Subastas derechos de emisión (90 %)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2015	0,00	0,00	29.562.349,23	47.871.980,67	77.434.329,90
Liquidación 3/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 4/2015	81.389.310,39	0,00	86.319.193,20	35.153.615,53	202.862.119,12
Liquidación 5/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 6/2015	337.515.697,25	0,00	40.920.203,97	71.140.808,18	449.576.709,40
Liquidación 7/2015	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 8/2015	127.192.901,80	0,00	71.347.418,07	82.165.793,02	280.706.112,89
Liquidación 9/2015	406.879.721,87	9.882.816,32	54.750.564,05	19.885.776,75	491.398.878,99
TOTAL	952.977.631,31	9.882.816,32	282.899.728,52	256.217.974,15	1.501.978.150,30

Fuente: CNMC (Liquidaciones provisionales 2015)

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, 2014 y 2015.

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, 2014 y 2015



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2013, 2014 y 2015).

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 9/2015: retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos y los pagos por capacidad.

Adicionalmente, si bien no se produce un desvío entre la retribución específica de los sistemas no peninsulares, 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/2444/2014.

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

La retribución RECORE registrada en la Liquidación provisional 9/2015 asciende a 5.102,2 M€, cifra un 2,5% inferior al valor previsto para esta liquidación⁹.

En el Cuadro 17 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de septiembre sin aplicar el coeficiente de cobertura.

⁹ Se indica que, dado el cambio del régimen retributivo de estas instalaciones, el coste anual previsto en la Orden IET/2444/2014 se lamina en doceavas partes.

Cuadro 17. Resultado de la liquidación provisional 9 de 2015 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	5.116	1.940	103,4	53,3
SOLAR FV	4.609	708	205,1	289,6
SOLAR TE	2.300	466	108,3	232,4
EÓLICA	22.764	2.982	104,4	35,0
HIDRÁULICA	1.689	233	6,2	26,4
BIOMASA	711	298	22,8	76,6
RESIDUOS	736	314	8,9	28,3
TRAT.RESIDUOS	367	131	10,7	81,6
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,08	-
TOTAL	38.297	7.072	569,8	80,6

Fuente: CNMC, Liquidación provisional de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos.

8.2. Coste del servicio de interrumpibilidad

En la liquidación 9/2015 se han incluido 6.251 miles de € correspondientes a la retribución del servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los territorios no peninsulares, conforme se establece en la disposición transitoria primera de la Orden IET/2013/2013, de 31 de octubre, por la que se regula el mecanismo competitivo de asignación del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad.

En particular la citada disposición transitoria establece que, en tanto el Operador del Sistema no desarrolle la adaptación del mecanismo previsto en la Orden IET/2013/2013 a los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares, seguirá aplicándose el servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad de acuerdo a lo dispuesto en la Orden ITC/2370/2007, de 26 de julio.

Se indica que en los costes considerados en la Orden IET/2444/2014 no se ha previsto coste alguno por este concepto.

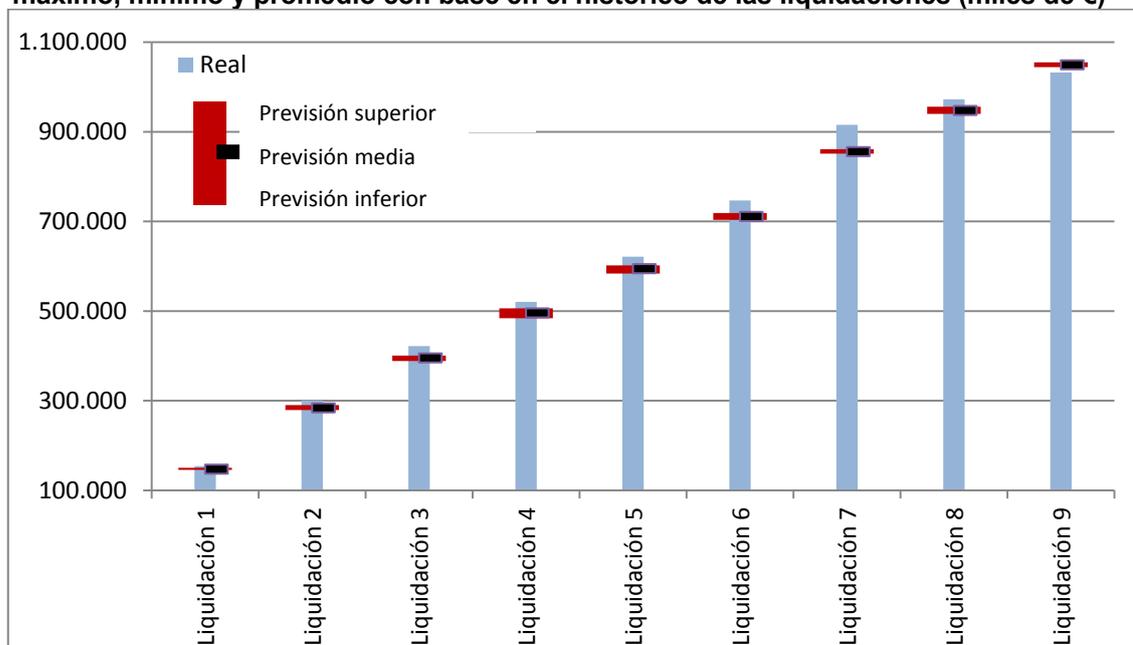
8.3. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación provisional 9/2015 asciende a 321 M€, cifra inferior en 230 M€ al valor previsto para la Liquidación 9/2015.

Como se ha indicado en informes de seguimiento anteriores, se espera un desvío positivo debido a la que durante 2015 no se aplica el mecanismo de restricciones por garantía de suministro.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 9/2015 (1.032,4 M€) han resultado un 1,6% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 9 de ejercicios anteriores, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones (véase Gráfico 11).

Gráfico 11. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la liquidación provisional 9 de 2015 respecto de la previsión de liquidación. Intervalo de variación de los ingresos por pagos por capacidad máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones (miles de €)



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 9/2015 asciende a 711,4 M€. Para mayor información en el Cuadro 18 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de septiembre de 2015.

Cuadro 18. 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
	€	€	€	€	€
oct-14	104.496.660	22.357.333	4.980.602	14.941.604	62.217.121
nov-14	106.973.434	21.636.129	15.447.410	14.459.617	55.430.279
dic-14	142.352.874	22.357.333	18.966.608	14.748.626	86.280.307
ene-15	156.452.361	22.357.333		14.218.538	119.876.489
feb-15	142.925.994	20.193.720		13.048.315	109.683.958
mar-15	117.390.704	22.357.333		14.446.349	80.587.021
abr-15	98.968.114	21.636.129		13.980.338	63.351.647
may-15	100.416.710	22.357.333		14.446.349	63.613.028
jun-15	125.447.263	21.303.388		13.948.044	90.195.831
jul-15	168.645.201	21.669.668		14.458.200	132.517.333
ago-15	58.974.982	21.467.706		14.458.200	23.049.075
sep-15	63.112.069	20.651.759		13.991.806	28.468.504

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

8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas

El desvío registrado en la Liquidación provisional 9/2015 se debe a las emisiones realizadas por FADE para su refinanciación. Para más información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 7/2015.

8.5. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares

El siguiente cuadro presenta el resultado de la producción de energía eléctrica térmica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) correspondiente a la producción del mes de septiembre de 2015. 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 del conjunto de los SENP, junto con la producción de COTESA (cogeneración en Tenerife) y el parque hidro-eólico de Gorona El Viento S.A. (El Hierro), todos ellos receptores de la compensación extrapeninsular, alcanzó 1.105 GWh en este mes, lo que corresponde con un coste total provisional de 179.914.652,55 euros. De esta cantidad, 115.582.223,23 euros se corresponden con el régimen retributivo adicional.

Cuadro 19. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a septiembre de 2015

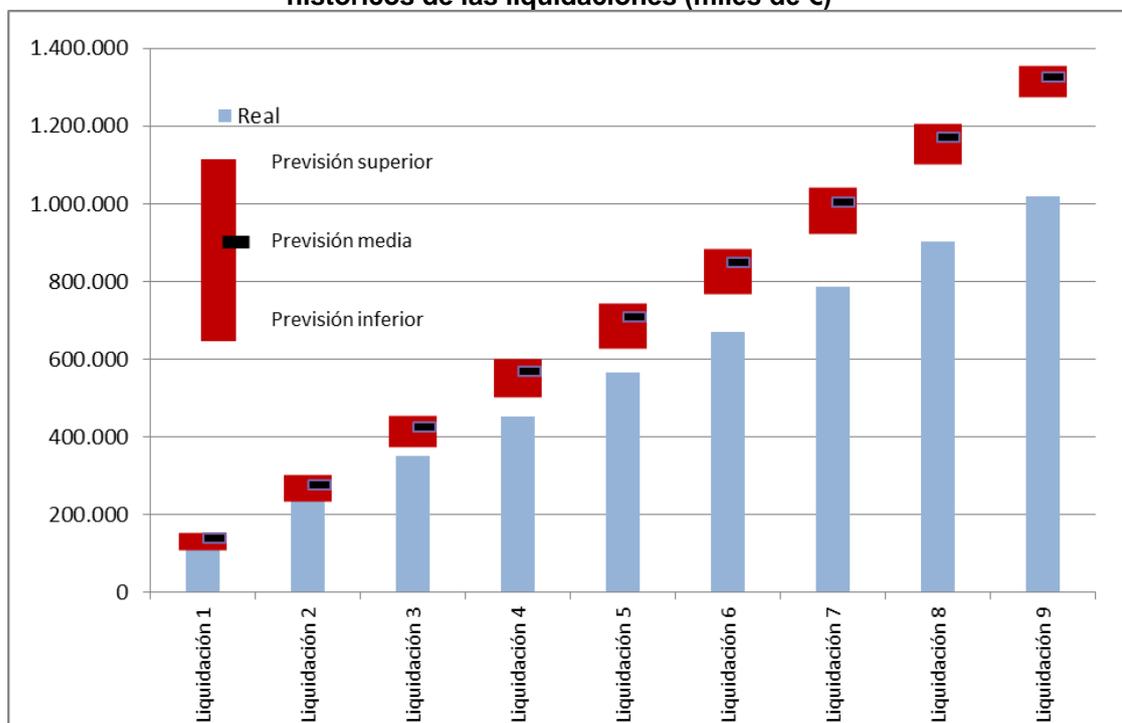
SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Compensación extrapeninsular (€)
Baleares	363.683	51.332.056	26.528.579	24.803.478	21.059.231	30.272.825
Canarias (UNELCO)	707.279	119.769.464	94.407.634	25.361.829	41.299.191	78.470.273
Canarias (COTESA)	0	3	3	-	-	3
Canarias (GORVIEN)	722	11.235	11.235	-	37.355	- 26.120
Ceuta	16.587	4.300.797	2.404.859	1.895.939	951.872	3.348.925
Melilla	17.060	4.501.097	2.578.889	1.922.208	984.780	3.516.317
Total	1.105.331	179.914.653	125.931.199	53.983.453	64.332.429	115.582.223

Fuente: Operador del Sistema

Cabe señalar que como consecuencia de la entrada en vigor el pasado 1 de septiembre del Real Decreto 738/2015, se ha producido un cambio en el sistema de liquidaciones que da lugar a una compensación negativa para la planta Gorona El Viento S.A. (El Hierro), al estar pendiente el reconocimiento de su retribución fija.

En el Gráfico 12 se muestra la evolución mensual del coste de la compensación extrapeninsular, independientemente de su fuente de financiación. Dicho coste se sitúa por debajo (23,1%) del valor medio del intervalo de variación de la Liquidación de la compensación extrapeninsular 9 respecto de la Liquidación 14 en los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014, teniendo en cuenta la previsión del coste anual de la información que acompaña a la Orden IET/2444/2014. El motivo del desvío en la compensación se debe a que desde la liquidación de febrero de 2015 se han incorporado los nuevos valores de los precios de combustibles reconocidos y publicados en la Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Gráfico 12. Evolución del coste total de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidación provisional 9 de 2015 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 del sector eléctrico 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015) y escandallo que acompaña a la Orden IET/2444/2014.

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 2011, 2012, 2013 y 2014. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden IET/2444/2014 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 20. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden IET/2444/2014

Previsión anual:	232.924	13.855.409	129.664	12.785	20.661	35.760	138	283.471	1.391.361
-------------------------	----------------	-------------------	----------------	---------------	---------------	---------------	------------	----------------	------------------

Liquidación	Consumo	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Clientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad
Liquidación 1	2,0%	2,7%	0,4%	10,3%	2,7%	4,7%	2,7%	2,7%	10,6%
Liquidación 2	10,3%	10,8%	8,2%	21,4%	10,8%	18,6%	10,8%	10,8%	20,4%
Liquidación 3	18,4%	19,3%	16,9%	28,9%	19,3%	33,4%	19,3%	19,3%	28,4%
Liquidación 4	26,3%	26,6%	25,6%	39,9%	26,6%	46,1%	26,6%	26,6%	35,7%
Liquidación 5	34,2%	34,3%	33,4%	52,2%	34,3%	59,4%	34,3%	34,3%	42,8%
Liquidación 6	42,3%	41,7%	40,9%	59,1%	41,7%	72,2%	41,7%	41,7%	51,1%
Liquidación 7	50,6%	50,1%	48,7%	66,3%	50,1%	86,7%	50,1%	50,1%	61,5%
Liquidación 8	59,4%	59,4%	57,4%	72,1%	59,4%	100,0%	59,4%	59,4%	68,1%
Liquidación 9	67,8%	67,8%	65,7%	78,8%	67,8%	100,0%	67,8%	67,8%	75,4%
Liquidación 10	76,2%	76,3%	73,5%	87,0%	76,3%	100,0%	76,3%	76,3%	82,5%
Liquidación 11	84,4%	84,4%	81,3%	94,5%	84,4%	100,0%	84,4%	84,4%	90,0%
Liquidación 12	92,9%	92,2%	88,9%	100,0%	92,2%	100,0%	92,2%	92,2%	100,0%
Liquidación 13	98,7%	99,0%	98,0%	99,8%	99,0%	100,0%	99,0%	99,0%	100,0%
Liquidación 14	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Liquidación	consumo (GWh)	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Clientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	Moratoria Nuclear	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad
Liquidación 1	4.661	375.411	533	1.312	560	1.678	4	7.681	147.455
Liquidación 2	23.902	1.490.053	10.691	2.742	2.222	6.661	15	30.485	284.222
Liquidación 3	42.831	2.670.507	21.912	3.693	3.982	11.937	27	54.637	395.759
Liquidación 4	61.296	3.687.251	33.229	5.102	5.498	16.482	37	75.438	496.115
Liquidación 5	79.761	4.750.157	43.299	6.677	7.083	21.233	47	97.185	594.834
Liquidación 6	98.553	5.777.783	52.996	7.555	8.616	25.827	57	118.209	711.432
Liquidación 7	117.814	6.939.864	63.089	8.477	10.349	31.021	69	141.984	855.908
Liquidación 8	138.315	8.232.937	74.415	9.216	12.277	35.760	82	168.440	947.881
Liquidación 9	157.893	9.395.321	85.195	10.077	14.010		93	192.221	1.049.619
Liquidación 10	177.587	10.569.253	95.269	11.127	15.761		105	216.239	1.148.196
Liquidación 11	196.537	11.692.799	105.389	12.080	17.436		116	239.226	1.251.944
Liquidación 12	216.406	12.770.706	115.313	12.785	19.044		127	261.279	1.391.361
Liquidación 13	229.881	13.714.381	127.062	12.756	20.451		136	280.586	1.391.361
Liquidación 14	232.924	13.855.409	129.664	12.785	20.661		138	283.471	1.391.361

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2011, 2012, 2013 y 2014

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 2011, 2012, 2013 y 2014, con la excepción los ingresos por peajes de generadores que tienen en cuenta las liquidaciones de los ejercicios 2012, 2013 y 2014.

