



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 12/2017 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE RESULTADOS
Y SEGUIMIENTO MENSUAL DE LA
PROYECCIÓN ANUAL DE LOS INGRESOS
Y COSTES DEL SISTEMA ELECTRICICO**

LIQ/DE/001/17

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 12/2017	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	11
5. Análisis de los desvíos	16
6. Previsión de demanda	18
6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	18
6.2. Previsión de la demanda en consumo	20
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos	28
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos de los consumidores	28
7.2. Previsión de ingresos por peajes de acceso de los generadores	31
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014	32
7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012	34
8. Previsión de costes	35
8.1. Retribución del transporte y la distribución	36
8.2. Retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	37
8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad	38
8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas	38
8.5. Coste de los pagos por capacidad	39
8.6. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	40

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 12/2017 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 12/2017 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. Así, el desajuste provisional de ingresos registrado en esta liquidación es de -1.435,1 millones de euros (M€).

Por lo que se refiere a los desvíos en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 12/2017 respecto de las partidas previstas en la Orden ETU/1976/2016, cabe destacar los siguientes aspectos:

1. En relación con la **evolución del consumo y de los ingresos por peajes de acceso y cargos**, éstos se encuentran por encima de los valores esperados para dicha liquidación 12. En particular, el consumo registrado en la Liquidación 12/2017 (226.195 GWh) ha sido un 2,4% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución del consumo, en la Liquidación 12/2017 los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores (12.871,3 M€) han resultado un 0,5% superiores (62,3 M€) al valor promedio histórico.

Asimismo, los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 en esta liquidación (13,6 M€) han resultado superiores a los previstos en la Orden ETU/1976/2016 (+14,7%).

Por el contrario, los ingresos registrados por peajes de acceso de generadores han resultado un 0,4% inferiores (0,5 M€) al valor promedio histórico.

Por último, en la Liquidación provisional 12/2017 se han registrado 12,9 M€ de ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Los ingresos acumulados por este concepto (2.064,1 M€) representan el 65,4% del importe previsto para el ejercicio 2017 (3.154,5 M€) en la Orden ETU/1976/2016.

2. En la Liquidación 12/2017 los **costes regulados** han sido 443,4 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden ETU/1976/2016, debido, principalmente, a unos menores costes de la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (- 464,0 M€).

Se indica que en la Liquidación 12/2017 se ha incluido el impacto de las emisiones 71ª a 75ª de FADE. La anualidad correspondiente a FADE después de considerar dichas emisiones asciende a 2.161.695.443,07 €, cifra inferior en 23,3 M€ a la incluida en la Orden ETU/1976/2016 (2.185.022.402,13 €). Como consecuencia, en la Liquidación 12/2017 se registra un desvío de -21,1 M€ en la anualidad correspondiente al fondo de titulización.

El **Coefficiente de Cobertura** registrado en la liquidación provisional nº 12 se ha situado en un **90,018%** (90,771% en la Liquidación 11/2017) y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.

Adicionalmente, a efectos informativos, en el informe se contrasta la Liquidación 12/2017 con la previsión para el cierre del ejercicio 2017 según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de electricidad para 2018 (en adelante Memoria Orden ETU/1282/2017).

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 12/2017 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 ETU/1976/2016), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 12/2017 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 12/2017

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 ETU/1976/2016. A efectos informativos, se incluye también la previsión anual de cierre de los ingresos y los costes incluidos en la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2018 (en adelante, Memoria de la Orden ETU/1282/2017).

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2017

CONCEPTO	PREVISIÓN 2017 Orden ETU/1976/2016		PREVISIÓN CIERRE 2017 Orden ETU/1282/2017	
	GWh en consumo (1)	Miles de €	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		13.956.043		13.973.241
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	238.288	13.814.189	239.567	13.830.991
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		130.000		130.000
Ingresos art. 17 RD 216/2014		11.854		12.250
B. Otros Ingresos Regulados		725.062		738.796
Ingresos pagos por capacidad		725.062		738.796
Ingresos imputación pérdidas		-		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.154.510		3.255.943
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.704.510		2.848.943
Ingresos por CO ₂		450.000		407.000
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		17.835.615		17.967.980
E. Costes		17.877.886		17.954.149
Transporte		1.735.090		1.704.700
Retribución del transporte		n.d.		n.d.
Incentivo disponibilidad del transporte		n.d.		n.d.
Distribución y Gestión Comercial		5.157.776		5.357.776
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		n.d.		n.d.
Retribución distribución		n.d.		n.d.
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015		n.d.		n.d.
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2015		n.d.		n.d.
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		n.d.		n.d.
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.512		20.763
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		137		138
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos (RECORE) sistema peninsular		6.987.080		7.098.000
Retribución Sistemas No Peninsulares (SNP)		740.632		554.249
Retribución adicional SNP		n.d.		n.d.
Retribución específica SNP		n.d.		n.d.
Sistema de interrumpibilidad SNP		8.300		7.698
Coste Pagos por Capacidad		390.000		394.000
Incentivo a la Inversión		223.000		n.d.
Incentivo a la Disponibilidad		167.000		n.d.
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.838.359		2.816.825
Fondo de titulación		2.185.022		2.163.488
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		281.138		281.138
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		94.437		94.437
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761		277.761
Diferencia de pérdidas				
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		- 42.271		13.831
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		51.702		-10.000
Liquidación definitiva TNP ejercicio 2015		176.702		-
Sentencia Tribunal Supremo Déficit 2013				- 14.000
DT8º Real decreto 413/2014				64.000
Fondo para contingencias		- 125.000		- 60.000
H. Déficit/superavit de Liquidaciones (I = F + G)		9.431		3.830

Fuentes: Orden ETU/1976/2016 y escandallo de costes que le acompaña y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden de peajes 2018.

- (1) Demanda de los consumidores nacionales excluye exportaciones.
 (2) Ingresos por peajes de acceso y cargos a consumidores nacionales, incluyendo facturación por reactiva y excesos de potencia, ingresos por fraude e ingresos por exportaciones y gestión de 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 2013 al 2016.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 12 de 2017 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 12/2017 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016, 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 ETU/1976/2016, 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 12/2017 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 12/2017 con costes reconocidos (A)	Liq. 12/2017 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 12/2017 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	226.195	226.195	220.937	5.258	2,38%
A. Ingresos Peajes de Acceso	13.001.210	13.001.210	12.937.497	63.713	0,5%
Ingresos por peajes de acceso y cargos a satisfacer por los consumidores	12.871.301	12.871.301	12.808.848	62.291	0,5%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores	116.312	116.312	116.796	- 484	-0,4%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	13.597	13.597	11.853	1.744	14,7%
B. Otros Ingresos Regulados	753.630	753.630	725.062	28.568	3,9%
Regularización ejercicios anteriores a 2017 (Cuadro 3)	16.279	16.279	-	16.279	-
Ingresos pagos por capacidad	686.657	686.657	725.062	- 38.405	-5,3%
Ingresos sistema de interrumpibilidad	32.358	32.358	-	32.358	0,0%
Ingresos por imputación pérdidas	18.336	18.336	-	18.336	-
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	-
C. Ingresos Externos a Peajes	2.064.145	2.064.145	2.064.145	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	1.738.606	1.738.606	1.738.606	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	325.539	325.539	325.539	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	-	- 21.352	-	-	-
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	15.818.985	15.797.633	15.726.704	92.281	0,6%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.663.099	2.663.099	2.678.630	- 15.531	-0,6%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	19.171	19.171	19.019	152	0,8%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	128	128	127	1	0,8%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.645.361	2.645.361	2.659.484	- 14.123	-0,5%
Fondo de titulización	2.005.494	2.005.494	2.026.608	- 21.114	-1,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	267.677	267.677	260.678	6.999	2,7%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.429	94.429	94.437	- 8	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	277.761	277.761	277.761	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 1.561	- 1.561	-	- 1.561	-
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	14.591.010	13.134.534	15.018.878	- 427.868	-2,8%
Transporte	1.709.997	1.539.305	1.735.090	- 25.093	-1,4%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	1.709.126	1.538.521	n.d.	-	0,0%
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	871	784	n.d.	-	0,0%
Distribución y Gestión Comercial	5.174.169	4.657.682	5.157.776	16.393	0,3%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	4.792.275	4.313.909	n.d.	-	0,0%
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	381.894	343.773	n.d.	-	0,0%
Retribución específica RECORE sistema peninsular	7.028.650	6.327.050	6.987.080	41.570	0,6%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	276.584	248.976	740.632	- 464.048	-62,7%
Retribución adicional SNP	207.675	186.945	n.d.	-	0,0%
Retribución específica RECORE	68.909	62.031	n.d.	-	0,0%
Sistema de Interrumpibilidad	8.681	7.814	8.300	381	4,6%
Coste Pagos por Capacidad	392.929	353.707	390.000	2.929	0,8%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	-
H. Total Costes (H = F + G)	17.254.109	15.797.633	17.697.508	- 443.399	-2,5%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.435.124	-	- 1.970.805	535.681	-27,2%

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 12/2017 con costes reconocidos	Liq. 12/2017 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	6.254	6.254
A. Ingresos Peajes de Acceso	465.121	465.121
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	464.053	464.053
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	765	765
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	303	303
E. Total Ingresos	465.121	465.121
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	10.441	10.441
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	696	696
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	5	5
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	9.740	9.740
Correcciones de medidas	-	-
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	382.765	344.557
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	381.894	343.773
Retribución de transporte empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	871	784
H. Total Costes (H = F + G)	393.206	354.998
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	71.915	110.123

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 2017

CONCEPTO	Liquidación nº 12 2017	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	-1.875	-127.651
Ingresos por facturación de tarifa de acceso y cargos	406.025	17.410.573
Ingresos por facturación de tarifa de acceso de productores de energía	5.011.351	6.079.116
Otros ingresos		
Ingresos facturados por régimen especial		
TOTAL INGRESOS BRUTOS	5.415.500	23.362.037
CUOTAS		363.123
Compensación insulares y extrapeninsulares		-14.076
Operador del Sistema		-883
Operador del Mercado		-50
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		26.680
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		-7.407
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		-88
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		359.010
Cuota compensación por int.y reg.especial		-62
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		22.998.914
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	-2.109	-101.206
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		5.124.308
TOTAL COSTE ENERGIA	-2.109	5.023.103
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		17.975.811
Coste ejecución sentencias		1.248.833
Costes Definitivos Generación No Peninsular 2012		83.462
Costes Definitivos Generación No Peninsular 2013		551.815
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		133.263
Ingresos debidos a inspecciones		8.495
Fondo moratoria nuclear		45.825
Diferencias		16.279.284

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 4 se compara la previsión de cierre del ejercicio 2017 según la previsión de la Orden ETU/1282/2017 debidamente laminada con el resultado de la Liquidación provisional 12/2017.

**Cuadro 4. Liquidación provisional 12/2017 y previsión de liquidación según Orden
ETU/1282/2017 (miles €)**

CONCEPTO	Liquidación 12/2017 con costes reconocidos (A)	Liquidación 12/2017 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 12/2017 (C)	Diferencia en GWh/miles €	Diferencia en %
				(A) - (C)	% variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	226.195	226.195	222.123	4.072	1,8%
A. Ingresos Peajes de Acceso	13.001.210	13.001.210	12.953.472	47.738	0,4%
Ingresos por peajes de acceso y cargos a satisfacer por los consumidores	12.871.301	12.871.301	12.824.427	46.874	0,4%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores	116.312	116.312	116.796	- 484	-0,4%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	13.597	13.597	12.249	1.348	11,0%
B. Otros Ingresos Regulados	753.630	753.630	738.796	14.834	2,0%
Regularización ejercicios anteriores a 2017 (Cuadro 3)	16.279	16.279			
Ingresos pagos por capacidad	686.657	686.657	738.796	- 52.139	-7,1%
Ingresos sistema de interrumpibilidad	32.358	32.358	-		
Ingresos por imputación pérdidas	18.336	18.336	-		
Ingresos por Intereses	-	-	-		
C. Ingresos Externos a Peajes	2.064.145	2.064.145	2.064.145	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	1.738.606	1.738.606	1.738.606	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	325.539	325.539	325.539	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1	-	- 21.352	-		
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	15.818.985	15.797.633	15.756.413	62.572	0,4%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.663.099	2.663.099	2.658.570	4.529	0,2%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	19.171	19.171	19.252	- 81	-0,4%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	128	128	128	0	0,0%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	2.645.361	2.645.361	2.639.190	6.171	0,2%
Fondo de titulización	2.005.494	2.005.494	2.006.314	- 820	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	267.677	267.677	260.678	6.999	2,7%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	94.429	94.429	94.437	- 8	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	277.761	277.761	277.761	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 1.561	- 1.561		- 1.561	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	14.591.010	13.134.534	15.116.423	- 525.413	-3,5%
Transporte	1.709.997	1.539.305	1.704.700	5.297	0,3%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	1.709.126	1.538.521			
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	871	784			
Distribución y Gestión Comercial	5.174.169	4.657.682	5.357.776	- 183.607	-3,4%
Retribución empresas con más de 100.000 suministros	4.792.275	4.313.909			
Retribución empresas con menos de 100.000 suministros	381.894	343.773			
Retribución específica RECORE sistema peninsular	7.028.650	6.327.050	7.098.000	- 69.350	-1,0%
Retribución adicional TNP	276.584	248.976	554.249	- 277.665	-50,1%
Retribución adicional SNP	207.675	186.945			
Retribución específica RECORE	68.909	62.031			
Servicio de Interrumpibilidad	8.681	7.814	7.698	983	12,8%
Coste Pagos por Capacidad	392.929	353.707	394.000	- 1.071	-0,3%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-		
H. Total Costes (H = F + G)	17.254.109	15.797.633	17.774.993	- 520.884	-2,9%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.435.124	-	- 2.018.580	583.456	-28,9%

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

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 12/2017 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 12/2017.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 12 se ha situado en un **90,018%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Coeficiente de cobertura



LIQUIDACIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS

Año 2017
Desde Enero
Hasta Diciembre
Nº liquidación 12

Formulario C

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA		COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA	
INGRESOS			
Ingresos Brutos a Tarifa	-127.651,43	Transporte	1.709.997.833,00
Ingresos Brutos a Peajes	13.011.101.314,30	Distribución	5.174.168.609,33
Cuotas a Tarifa	7.412,01	Retribución Específica Sistema Peninsular	7.028.650.019,98
Cuotas a Peajes	-287.346.126,35	Retribución Adicional Sistemas No Peninsulares	207.674.630,65
Ingresos Orden ITC/1659/2009	13.597.214,74	Retribución Específica Sistemas No Peninsulares	68.909.206,61
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	32.358.412,55	Demanda de Interrumpibilidad	8.680.914,42
Ingresos Pagos por Capacidad	686.657.011,15	Coste Pagos por Capacidad	392.928.917,35
Ingresos Diferencia de pérdidas	18.335.975,82	Coste Diferencia de Pérdidas	0,00
Ingresos del Tesoro	2.064.145.246,08		
Pagos Liquidación provisional n+1	-21.352.061,92		
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	133.263,40		
Ingresos por Intereses	0,00		
Liquidación Fondo Moratoria Nuclear	45.825,00		
Ingresos debidos a Inspecciones	8.494,96		
TOTAL INGRESOS (A)	15.517.564.330,31		
COSTES NO AFECTADOS POR CC			
Coste de la Energía Facturada a tarifa (anterior a 2014)	-101.205,55		
Coste del Régimen Especial sin C.C	5.124.308,15		
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-1.561.087,87		
Coste Demanda Interrumpibilidad (anterior a 2014)	448.821,44		
Déficit Segunda Subasta	94.428.520,00		
Anualidad Déficit 2013	277.761.010,20		
Fondo de Titulización del Déficit	2.005.494.029,86		
Coste Ejecución Sentencias	800.011,92		
Costes definitivos generación no peninsular 2012	83.462,33		
Costes definitivos generación no peninsular 2013	551.814,61		
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	2.383.029.685,09		
TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B)	13.134.534.645,22	TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C)	14.591.010.131,34
COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)			0,900179941415321

Fuente: CNMC

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 y cargos 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 6. 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.

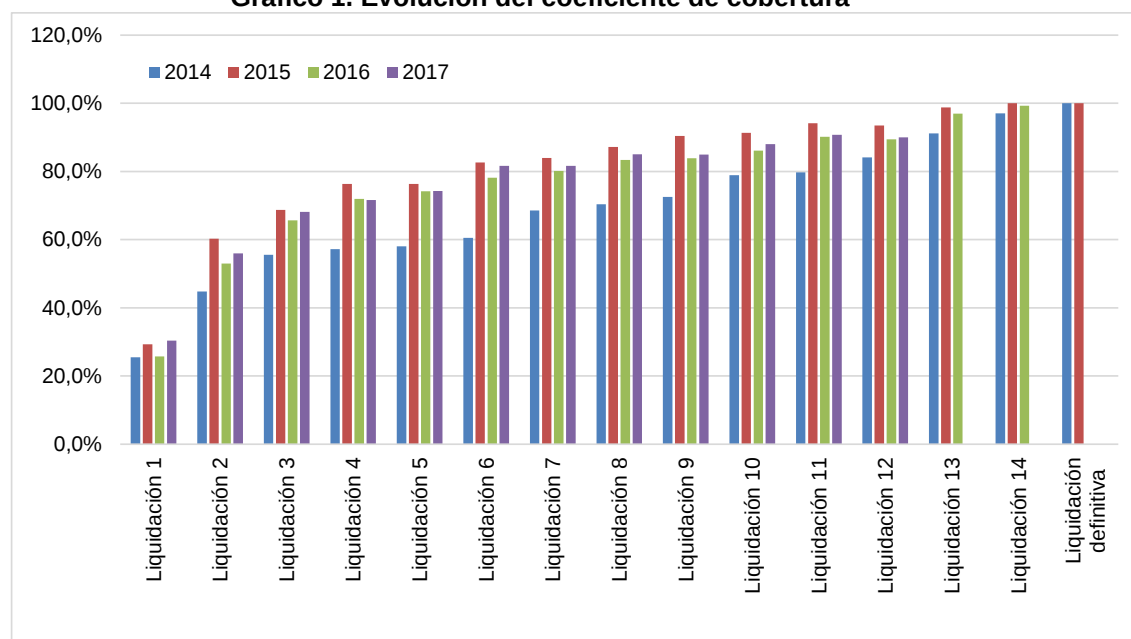
Cuadro 7. Liquidación de los ingresos asociados a los peajes de los consumidores eléctricos por mes de consumo (datos históricos)

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 2,33%	1,13/12 9,42%	2,13/12 17,75%	3,13/12 26,08%	4,13/12 34,42%	5,13/12 42,75%	6,13/12 51,08%	7,13/12 59,42%	8,13/12 67,75%	9,13/12 76,08%	10,13/12 84,42%	11,13/12 92,75%	11,85/12 98,75%	12/12 100,00%

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 se va incrementando en las sucesivas liquidaciones.

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de cobertura



Fuente: CNMC

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 8 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2017, en términos anuales de la Orden ETU/1976/2016 (+9,43 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2017 debidamente laminada¹ (-1.970,8 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 12/2017 (-1.435,1 M€).

En primer lugar, 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 ETU/1976/2016, 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 2017 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 -1.970,8 M€.

En la Liquidación 12/2017 el desajuste registrado es inferior en 535,7 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-464,0 M€).

¹ Se laminan todos los conceptos de ingresos y costes con la excepción de los ingresos externos a peajes.

Cuadro 8. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 12/2017

	Previsión anual 2017 Orden ETU/1976/2016	Previsión de Liquidación 12/2017	Liquidación 12/2017
Costes regulados (miles €) (A)	17.101.122	16.972.446	16.500.479
Costes de acceso	17.487.886	17.307.508	16.861.180
Otros costes regulados (1)	-386.764	-335.062	-360.701
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	13.956.043	12.937.497	13.001.210
% sobre costes regulados	82%	76%	79%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.154.510	2.064.145	2.064.145
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.704.510	1.738.606	1.738.606
Ingresos subastas CO2	450.000	325.539	325.539
% otros ingresos sobre costes regulados	18%	12%	13%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	9.431	-1.970.805	-1.435.124
% sobre los costes regulados (2)	0,1%	12%	9%

Fuente: CNMC (Liquidación 12/2017 y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016)
(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2017.

(2) Porcentaje en valor absoluto

En los epígrafes siguientes, se analizan los desvíos mostrados anteriormente respecto de las previsiones de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016. 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 variación² (máximo, mínimo y promedio) para cada uno de los conceptos analizados.

Por otro lado, a efectos informativos, en el Cuadro 9 se compara la previsión de cierre de la Orden ETU/1282/2017 en términos anuales, la correspondiente previsión de liquidación 12 y la Liquidación 12/2017. Se indica que la previsión de cierre para 2017 de la Orden ETU/1282/2017 estima un incremento de demanda del 0,5%, un incremento de ingresos por peajes de acceso del 0,1% y un incremento de costes de 0,4%. Según estas previsiones en la liquidación 12/2017 se produciría un desajuste de -2.018,6 M€, superior en 583,5 M€ al

² El rango de variación para cada una de las partidas analizadas se ha definido teniendo en cuenta los valores máximo y mínimo de la relación entre el importe liquidado en la Liquidación objeto de seguimiento y la liquidación 14 (o 12, en su caso, de los ejercicios 2014, 2015 y 2016).

esperado para esta liquidación, todo ello considerando que no se producen desvíos en los ingresos procedentes de la Ley 15/2012.

Cuadro 9. Desajuste de la previsión anual de la Orden ETU/1282/2017 y desajustes de la Liquidación provisional 12/2017

	Previsión anual 2017 Orden ETU/1282/2017	Previsión de Liquidación 12/2017	Liquidación 12/2017
Costes regulados (miles €) (A)	17.225.353	17.036.197	16.500.479
Costes de acceso	17.560.149	17.380.993	16.861.180
Otros costes regulados (1)	-334.796	-344.796	-360.701
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	13.973.241	12.953.472	13.001.210
% sobre costes regulados	81%	76%	79%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.255.943	2.064.145	2.064.145
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.848.943	1.738.606	1.738.606
Ingresos subastas CO2	407.000	325.539	325.539
% otros ingresos sobre costes regulados	19%	12%	13%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	3.830	-2.018.580	-1.435.124
% sobre los costes regulados (2)	0,0%	12%	9%

Fuente: CNMC (Liquidación 12/2017) y Memoria que acompañó a la Orden por la que se determinan los peajes eléctricos para 2018 (Orden ETU/1282/2017).

(1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2017.

(2) Porcentaje en valor absoluto.

6. Previsión de demanda

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

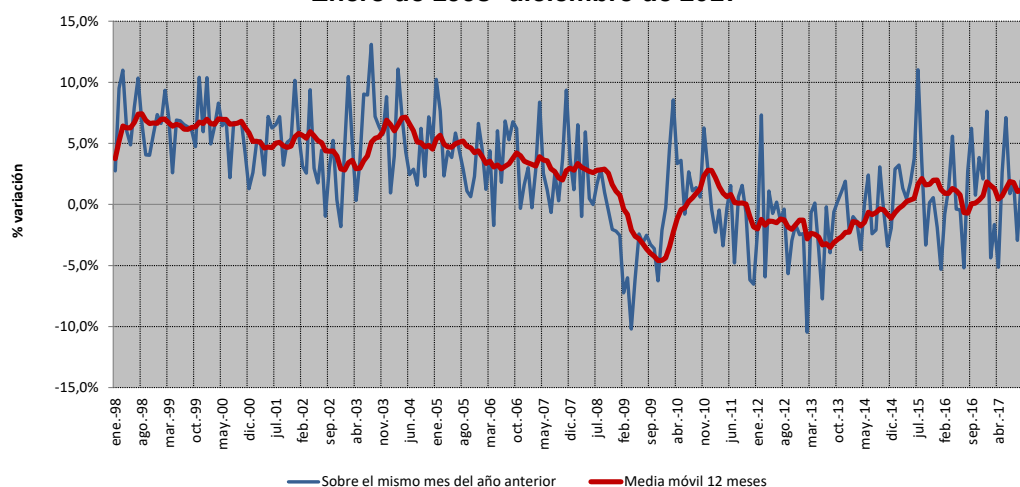
La demanda nacional en b.c. registrada en diciembre de 2017 ha resultado un 4,17% superior a la registrada en el mismo mes del ejercicio 2016. La demanda en b.c. registrada en 2017 (268.163 GWh) ha resultado un 1,15% superior a la demanda registrada en 2016 (265.127 GWh), un 1,11% superior a la prevista para el ejercicio 2017 según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ETU/1976/2016 (265.214 GWh) y un 0,7% superior a la prevista para el ejercicio 2017 según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ETU/1282/2017 (266.190 GWh) (véanse Cuadro 10 y Gráfico 2).

Cuadro 10. 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	
	2015	2016	2017	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16	16 s/ 15	17 s/ 16
Enero	23.914	22.643	24.372	-5,31	7,64	-5,31	7,64	1,24	1,85
Febrero	22.141	21.966	21.004	-0,79	-4,38	-3,14	1,72	0,90	1,55
Marzo	22.370	22.679	22.308	1,38	-1,64	-1,66	0,59	0,91	1,29
Abril	19.955	21.069	19.987	5,59	-5,14	-0,02	-0,78	1,30	0,45
Mayo	21.020	20.940	21.489	-0,38	2,62	-0,09	-0,13	1,13	0,69
Junio	21.620	21.525	23.055	-0,44	7,11	-0,15	1,06	0,78	1,30
Julio	24.974	23.680	23.889	-5,18	0,88	-0,96	1,04	-0,66	1,89
Agosto	22.344	22.949	23.365	2,71	1,81	-0,50	1,14	-0,71	1,81
Septiembre	20.899	22.203	21.550	6,24	-2,94	0,21	0,68	0,05	1,06
Octubre	20.970	21.130	21.544	0,76	1,96	0,26	0,81	0,10	1,15
Noviembre	21.000	21.806	22.124	3,84	1,46	0,57	0,86	0,36	0,97
Diciembre	22.076	22.536	23.476	2,09	4,17	0,70	1,15	0,70	1,15
Anual	263.283	265.127	268.163						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2017 Balance de Energía

Gráfico 2. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%). Enero de 1998- diciembre de 2017



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y para 2017 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 diciembre de 2017 registró un aumento del 1,06%, la del Sistema Balear el 3,45%, la del Sistema Canario el 2,13% y la del Sistema Melillense fue del 1,22 %. La tasa de variación anual de los últimos doce meses de la demanda en b.c. del Sistema Ceutí registró una disminución del 3,51%.

La tasa de la demanda en b.c. de 2017 respecto del ejercicio 2016 corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 1,6%, la del sistema balear del 2,5% y la del sistema canario del 2,1%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

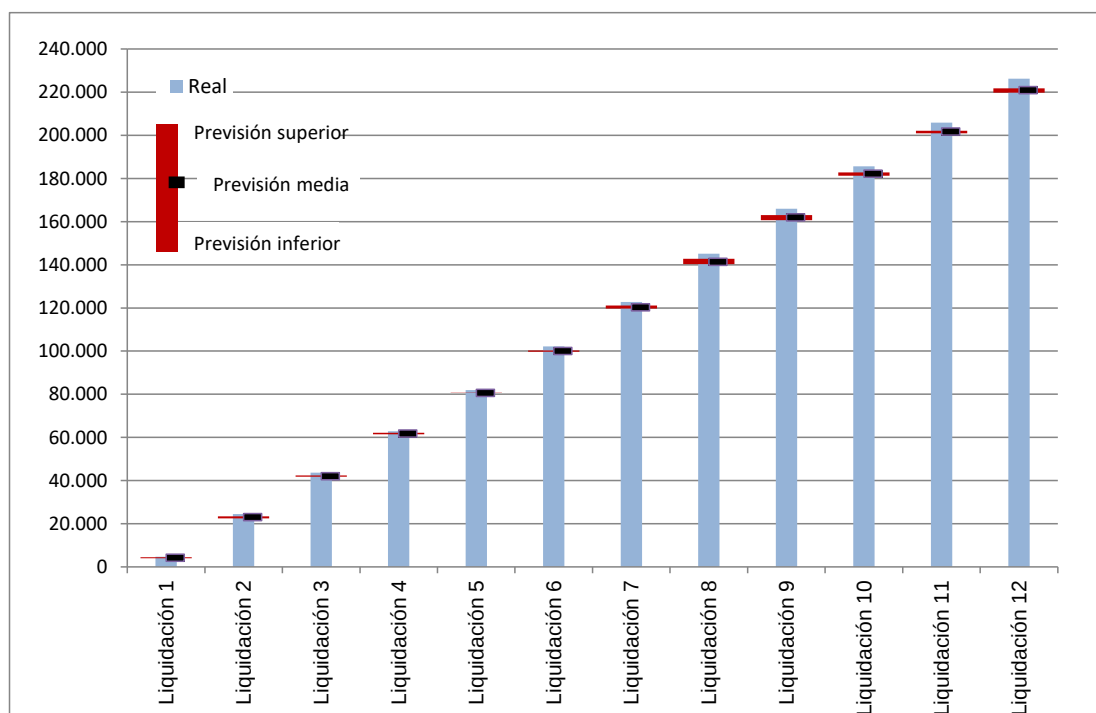
6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda en consumo registrada en la Liquidación provisional 12/2017 asciende a 226.195 GWh, cifra un 2,4% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 12 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores³.

La demanda en consumo declarada en la Liquidación 12/2017 representaría el 94,9% del consumo previsto para el ejercicio 2017, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2014 a 2016 (92,7%).

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 2014, 2015 y 2016.

Gráfico 3. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 12/2017 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 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

A título informativo se indica que la demanda en consumo registrada en la Liquidación 12/2017 se encuentra un 1,8% por encima del valor previsto para dicha liquidación según la Orden ETU/1282/2017.

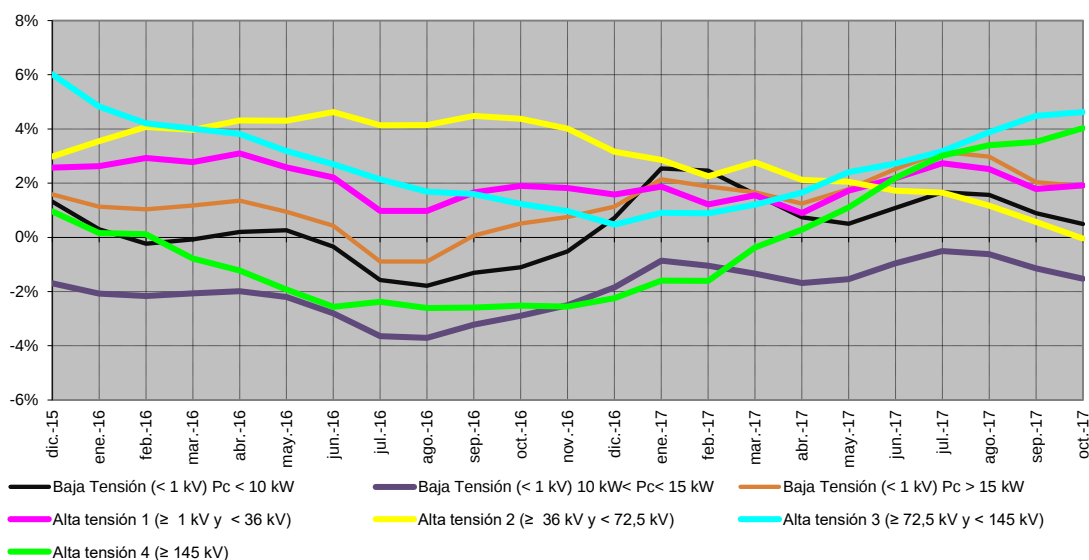
Respecto al desvío en la demanda registrado en la Liquidación 12/2017, cabe señalar que se corresponde con la evolución registrada en la demanda en consumo. En el Cuadro 11 y el Gráfico 4 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta octubre de 2017, último mes con información completa. Se observa que la demanda de todos los grupos tarifarios muestra medias móviles positivas, con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada comprendida entre 10 kW y 15 kW.

Cuadro 11. 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					
2016	noviembre	-0,5%	-2,5%	0,7%	1,8%	4,0%	1,0%	-2,6%	0,5%
	diciembre	0,7%	-1,8%	1,1%	1,6%	3,2%	0,5%	-2,2%	0,8%
2017	enero	2,5%	-0,9%	2,1%	1,9%	2,9%	0,9%	-1,6%	1,7%
	febrero	2,5%	-1,0%	1,9%	1,2%	2,3%	0,9%	-1,6%	1,3%
	marzo	1,6%	-1,3%	1,7%	1,6%	2,8%	1,2%	-0,4%	1,4%
	abril	0,7%	-1,7%	1,2%	0,9%	2,1%	1,7%	0,3%	0,9%
	mayo	0,5%	-1,5%	1,8%	1,7%	2,1%	2,4%	1,1%	1,3%
	junio	1,1%	-1,0%	2,5%	2,2%	1,7%	2,7%	2,2%	1,8%
	julio	1,7%	-0,5%	3,2%	2,7%	1,6%	3,2%	3,0%	2,3%
	agosto	1,6%	-0,6%	3,0%	2,5%	1,2%	3,9%	3,4%	2,3%
	septiembre	0,9%	-1,1%	2,0%	1,8%	0,6%	4,5%	3,5%	1,7%
	octubre	0,5%	-1,5%	1,9%	1,9%	0,0%	4,6%	4,0%	1,6%

Fuente: CNMC

Gráfico 4. 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 12 y Gráfico 5 se muestra la evolución de la potencia facturada por nivel de tensión, por su impacto en los ingresos del sistema. Se observa que la potencia facturada de los consumidores conectados a baja y media tensión presentan tasas móviles negativas. Por lo que se refiere a alta tensión, los consumidores conectados en los niveles 2 y 3 (redes con tensión entre 36 y 145 kV) presentan tasas móviles positivas

mientras que la potencia facturada de los consumidores conectados en el nivel 4 (tensión superior a 145 kV) presentan tasas móviles negativas hasta el mes de junio y positivas desde esa fecha.

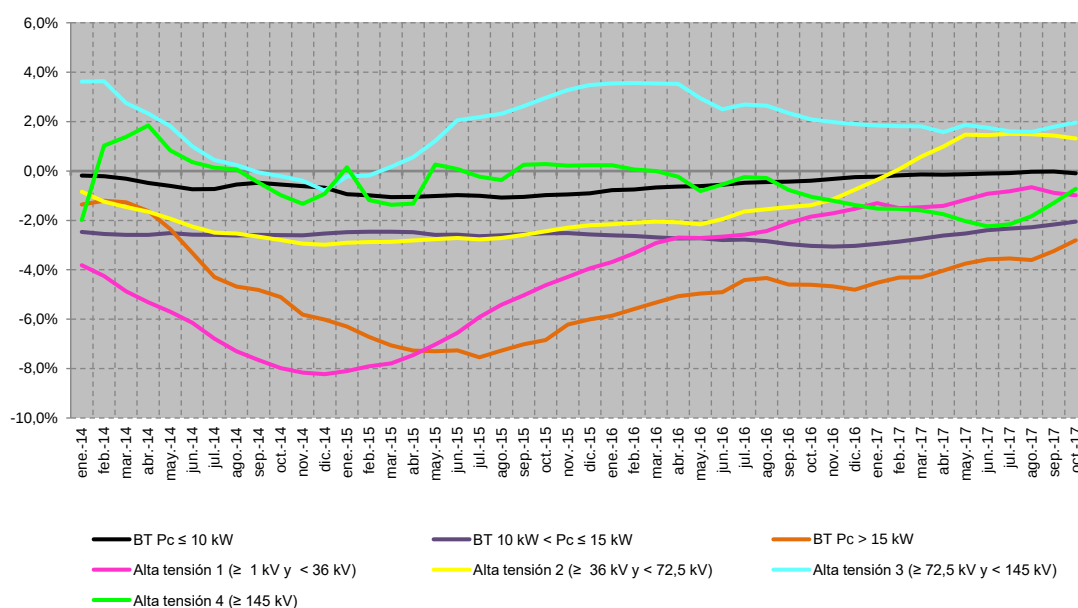
Cuadro 12. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión.
Tasa de variación anual media de 12 meses.

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					
2016	noviembre	-0,3%	-2,7%	-4,3%	-1,7%	0,6%	1,8%	-1,6%	-1,1%
	diciembre	-0,3%	-2,6%	-4,0%	-1,5%	1,0%	1,6%	-1,8%	-1,0%
2017	enero	-0,2%	-2,5%	-3,8%	-1,3%	1,5%	1,9%	-2,0%	-0,9%
	febrero	-0,2%	-2,4%	-3,6%	-1,5%	1,5%	1,8%	-2,2%	-0,9%
	marzo	-0,1%	-2,3%	-3,5%	-1,5%	1,5%	1,6%	-2,2%	-0,8%
	abril	-0,1%	-2,3%	-3,6%	-1,4%	1,5%	1,6%	-1,8%	-0,8%
	mayo	-0,1%	-2,2%	-3,2%	-1,2%	1,4%	1,8%	-1,3%	-0,7%
	junio	-0,1%	-2,0%	-2,8%	-0,9%	1,3%	2,0%	-0,7%	-0,6%
	julio	-0,1%	-2,0%	-2,6%	-0,8%	1,1%	2,1%	0,1%	-0,5%
	agosto	0,0%	-1,9%	-2,2%	-0,7%	0,9%	2,1%	0,7%	-0,4%
	septiembre	0,0%	-1,9%	-2,3%	-0,9%	0,4%	1,9%	1,1%	-0,5%
	octubre	-0,1%	-2,0%	-2,5%	-1,0%	-0,2%	1,8%	1,4%	-0,5%

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



Fuente: CNMC

En el Cuadro 13 se compara el número de clientes, la potencia facturada y la demanda por grupo tarifario registrada en 2016⁴ y la correspondiente previsión para 2017 de la Orden ETU/1976/2016, según la memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

Al comparar las previsiones para el ejercicio 2017 con la evolución registrada en los últimos meses, se observa que, con carácter general, la demanda prevista para los consumidores 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 superior a 10 kW e inferior a 15 kW y los consumidores en alta tensión NT2 (≥ 36 kV y $< 72,5$ kV).

Respecto de la previsión de la potencia facturada para el ejercicio 2017 se observa que, las medias móviles registradas hasta octubre de 2017 son superiores a las tasas de variación previstas respecto del ejercicio 2016 para los consumidores de baja tensión (excepto peaje 3.0 A) y los consumidores en media y alta tensión, excepto los consumidores en alta tensión NT4 (tensión superior a 145 kV).

⁴ Se indica que la variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2016 se obtienen añadiendo a las variables de facturación declaradas por la 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.

Cuadro 13. Comparación del número de clientes, potencia facturada y consumo, desagregado por grupo tarifario, registrados en la Liquidación 14/2016 con las previstas para el ejercicio 2017, según la Memoria de la Orden ETU/1976/2016.

Real 2016 (1) (A)				Previsión 2017 (Orden ETU/1976/2016) (2) (B)			% variación (B) sobre (A)		
Peaje	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Nº clientes	Potencia	Consumo
Baja tensión	28.790.389	144.169	110.912	28.950.284	144.217	110.999	0,6%	0,0%	0,1%
2.0 A	25.192.180	102.556	57.132	24.964.651	100.540	57.003	-0,9%	-2,0%	-0,2%
2.0 DHA	2.016.648	10.387	9.696	2.423.965	12.044	9.994	20,2%	15,9%	3,1%
2.0 DHS	4.282	22	33	4.363	24	36	1,9%	7,5%	8,1%
2.1 A	668.295	8.297	5.688	655.702	8.121	5.706	-1,9%	-2,1%	0,3%
2.1 DHA	169.138	2.110	2.930	163.040	2.005	2.894	-3,6%	-5,0%	-1,2%
2.1 DHS	640	8	9	657	8	9	2,7%	-0,1%	-2,5%
3.0	739.207	20.788	35.422	737.906	21.476	35.357	-0,2%	3,3%	-0,2%
Alta tensión	110.788	29.214	127.039	110.689	29.057	127.289	-0,1%	-0,5%	0,2%
3.1.A	87.644	6.429	16.012	87.494	6.208	15.582	-0,2%	-3,4%	-2,7%
6.1 A	19.323	12.351	53.410	19.348	12.343	53.712	0,1%	-0,1%	0,6%
6.1 B	1.169	1.227	5.165	1.169	1.233	5.265	0,0%	0,5%	1,9%
6.2	1.612	3.245	17.848	1.619	3.171	18.003	0,4%	-2,3%	0,9%
6.3	430	1.865	10.727	428	1.874	10.639	-0,4%	0,5%	-0,8%
6.4	610	3.942	23.686	630	4.072	23.834	3,3%	3,3%	0,6%
TTS	1	156	190	1	156	255	0,0%	0,0%	33,8%
Total	28.901.177	173.383	237.951	29.060.973	173.273	238.288	0,6%	-0,1%	0,1%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1976/2016 y Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden.

Notas:

- (1) Variables de facturación registradas en la Liquidación 14/2016, 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) La potencia facturada para peajes con más de una potencia contratada se obtiene como cociente entre la facturación por el término de potencia y la suma de los términos de potencia de cada periodo horario.

Adicionalmente, en el Cuadro 14 se comparan las variables de facturación previstas por la CNMC⁵ correspondiente a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes⁶ con la información declarada por las mismas en la base de datos de liquidaciones correspondiente a los últimos doce meses (noviembre 2016 - octubre 2017), 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 2017 (primer cuadro);

⁵ Se indica que, según la Memoria que acompañó a la Propuesta de Orden, las potencias contratadas por peaje de acceso y periodo horario previstas para el ejercicio 2017 en la Orden ETU/1976/2016 son superiores a las previstas por la CNMC, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria (2.0 A y 2.1 A), mientras que el consumo por peaje de acceso y periodo horario previsto para 2017 es superior al previsto por la CNMC para los consumidores conectados en baja tensión e inferior para los consumidores conectados en media y alta tensión.

⁶ 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.

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

De la comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para el ejercicio 2017 correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes y las registradas en los últimos doce meses (noviembre 2016 - octubre 2017) se observa que, con carácter general, para los consumidores de baja y media tensión la potencia contratada registrada en los últimos doce meses es inferior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2017 con la excepción del peaje 2.0 DHA, 2.0 DHS, 2.1 DHA, 2.1 DHS, el periodo 3 del peaje 3.0 A, el peaje 3.1 A y el periodo 6 del 6.1 A. En alta tensión, con carácter general, la potencia contratada en los doce últimos meses es superior a la potencia contratada prevista para el ejercicio 2017 con la excepción de los periodos 2, 3 y 4 del peaje 6.4.

Respecto del consumo por periodo horario, se observa que, con carácter general, el consumo previsto por periodo para el ejercicio 2017 es inferior al consumo registrado en los últimos doce meses. Cabe señalar que el consumo registrado del periodo 6 de los peajes 6.1 A, 6.2, 6.3 y 6.4 es significativamente superior al previsto. Por el contrario el consumo del peaje 2.0 A es inferior.

Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2017 y las registradas en los últimos 12 meses (noviembre 2016- octubre 2017) según la información de la base de datos de liquidaciones, correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2017. 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	27.960.540	137.828	20.401	20.250				71.574	27.299	8.163				107.035
2.0 A	24.145.395	97.556						54.673						54.673
2.0 DHA	2.307.150	11.041						3.535	6.425					9.959
2.0 DHS	4.329	21						11	13	16				40
2.1 A	633.684	7.920						5.418						5.418
2.1 DHA	156.122	1.940						965	1.785					2.750
2.1 DHS	657	7						4	3	3				10
3.0	713.203	19.341	20.401	20.250				6.969	19.073	8.143				34.186
Alta tensión	108.131	26.729	28.280	29.508	22.698	22.892	30.114	11.993	18.082	12.343	10.518	13.930	59.003	125.868
3.1 A	85.261	5.707	6.373	7.142				3.170	6.252	6.013				15.435
6.1 A	19.035	11.584	11.778	11.934	12.026	12.144	17.050	4.859	6.133	3.320	5.378	7.056	26.219	52.965
6.1 B	1.182	1.205	1.264	1.268	1.274	1.286	1.701	489	665	354	582	805	2.634	5.529
6.2	1.599	2.987	3.095	3.138	3.157	3.171	4.087	1.325	1.831	957	1.594	2.148	9.865	17.719
6.3	425	1.628	1.854	1.874	1.953	1.976	2.281	667	991	516	898	1.177	6.254	10.504
6.4	630	3.620	3.916	4.152	4.289	4.315	4.995	1.481	2.210	1.184	2.066	2.744	14.031	23.716
Total	28.068.671	164.557	48.681	49.758	22.698	22.892	30.114	83.567	45.380	20.506	10.518	13.930	59.003	232.904

(Últimos 12 meses noviembre 2016-octubre 2017). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	27.943.171	137.258	20.283	20.286				70.888	27.721	8.276				106.884
2.0 A	23.777.639	95.889						53.374						53.374
2.0 DHA	2.543.574	12.525						4.173	6.520					10.693
2.0 DHS	5.529	28						12	11	15				38
2.1 A	622.619	7.674						5.246						5.246
2.1 DHA	172.878	2.136						1.052	1.851					2.903
2.1 DHS	745	9						4	3	3				10
3.0	720.187	19.006	20.283	20.286				7.027	19.336	8.258				34.620
Alta tensión	107.676	26.896	28.393	29.571	22.594	22.885	30.615	11.754	17.772	12.447	10.437	13.774	61.679	127.863
3.1 A	84.755	5.856	6.557	7.316				3.219	6.355	6.171				15.745
6.1 A	19.013	11.426	11.614	11.764	11.865	12.009	17.352	4.610	5.815	3.237	5.264	6.845	27.718	53.488
6.1 B	1.232	1.187	1.245	1.251	1.254	1.261	1.610	456	606	331	546	732	2.385	5.056
6.2	1.614	3.075	3.183	3.229	3.249	3.274	4.240	1.292	1.791	973	1.629	2.108	10.183	17.976
6.3	425	1.705	1.882	1.900	1.988	2.009	2.309	673	984	555	954	1.275	6.537	10.977
6.4	637	3.649	3.912	4.111	4.239	4.332	5.044	1.505	2.222	1.180	2.044	2.815	14.856	24.622
Total	27.950.847	164.154	48.676	49.857	22.594	22.885	30.615	82.641	45.493	20.723	10.437	13.774	61.679	234.748

Diferencia (A) - (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	117.368	560	118	- 36				686	- 422	- 113				151
2.0 A	367.756	1.667						1.299						1.299
2.0 DHA	- 236.424	- 1.485						- 638	- 95					- 734
2.0 DHS	- 1.200	- 7						- 1	2	1				2
2.1 A	11.005	246						172						172
2.1 DHA	- 16.756	- 196						- 87	- 65					- 153
2.1 DHS	- 87	- 2						- 0	- 0	0				- 0
3.0	- 6.985	336	118	- 36				- 58	- 263	- 114				- 435
Alta tensión	456	- 167	- 113	- 63	104	7	- 501	239	309	- 104	81	156	- 2.677	- 1.995
3.1 A	506	- 149	- 185	- 174				- 49	- 103	- 158				- 310
6.1 A	22	158	165	171	161	135	- 303	250	319	83	114	211	- 1.499	- 522
6.1 B	- 50	18	19	17	20	25	91	34	59	23	37	73	249	474
6.2	- 15	- 88	- 88	- 91	- 92	- 103	- 153	33	40	- 16	- 36	40	- 318	- 257
6.3	0	- 77	- 29	- 35	- 33	- 87	- 87	- 6	7	- 40	- 55	- 97	- 283	- 473
6.4	- 7	- 29	4	41	50	- 17	- 49	- 23	- 13	4	22	- 71	- 825	- 906
Total	117.824	393	4	- 98	104	7	- 501	925	- 113	- 218	81	156	- 2.677	- 1.844

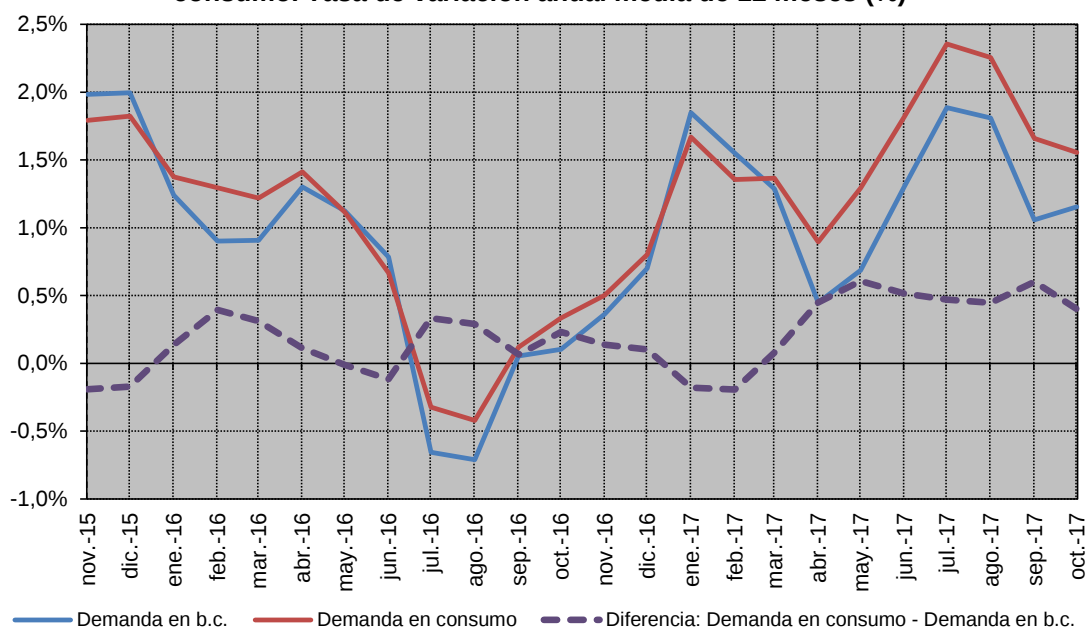
Porcentaje de variación (A) sobre (B)

Peaje	Nº clientes	Potencia Contratada (KW) (B)						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	0,4%	0,4%	0,6%	-0,2%				1,0%	-1,5%	-1,4%				0,1%
2.0 A	1,5%	1,7%						2,4%						2,4%
2.0 DHA	- 0,3%	- 11,9%						- 15,3%	- 1,5%					- 0,9%
2.0 DHS	- 21,7%	- 23,9%						- 8,8%	18,2%	4,5%				4,1%
2.1 A	1,8%	3,2%						3,3%						3,3%
2.1 DHA	- 9,7%	- 9,2%						- 8,3%	- 3,5%					- 5,3%
2.1 DHS	- 11,7%	- 17,0%						- 9,1%	- 9,8%	7,5%				- 4,4%
3.0	- 1,0%	1,8%	0,6%	- 0,2%				- 0,8%	- 1,4%	- 1,4%				- 1,3%
Alta tensión	0,4%	-0,6%	-0,4%	-0,2%	0,5%	0,0%	-1,6%	2,0%	1,7%	-0,8%	0,8%	1,1%	-4,3%	-1,6%
3.1 A	0,6%	- 2,5%	- 2,8%	- 2,4%				- 1,5%	- 1,6%	- 2,6%				- 2,0%
6.1 A	0,1%	1,4%	1,4%	1,5%	1,4%	1,1%	- 1,7%	5,4%	5,5%	2,6%	2,2%	3,1%	- 5,4%	- 1,0%
6.1 B	- 4,0%	1,5%	1,5%	1,4%	1,6%	2,0%	5,7%	7,4%	9,8%	6,8%	6,7%	9,9%	10,4%	9,4%
6.2	- 1,0%	- 2,9%	- 2,8%	- 2,8%	- 2,8%	- 3,1%	- 3,0%	2,6%	2,2%	- 1,6%	- 2,2%	1,0%	- 3,1%	- 1,4%
6.3	0,1%	- 4,5%	- 1,5%	- 1,4%	- 1,7%	- 1,7%	- 1,7%	- 0,8%	0,7%	- 7,1%	- 5,8%	- 7,0%	- 4,3%	- 4,3%
6.4	- 1,1%	- 0,8%	0,1%	1,0%	1,2%	- 0,4%	- 1,0%	- 1,5%	- 0,6%	0,3%	1,1%	- 2,5%	- 5,6%	- 3,7%
Total	0,4%	0,2%	0,0%	-0,2%	0,5%	0,0%	-1,6%	1,1%	-0,2%	-1,0%	0,8%	1,1%	-4,3%	-0,8%

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

Finalmente, en el Gráfico 6 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 señalar que, desde marzo de 2017, la demanda en consumo muestra tasas de variación superiores a las registradas por la demanda en b.c.

Gráfico 6. Evolución mensual de la demanda nacional en barras de central y en consumo. Tasa de variación anual media de 12 meses (%)



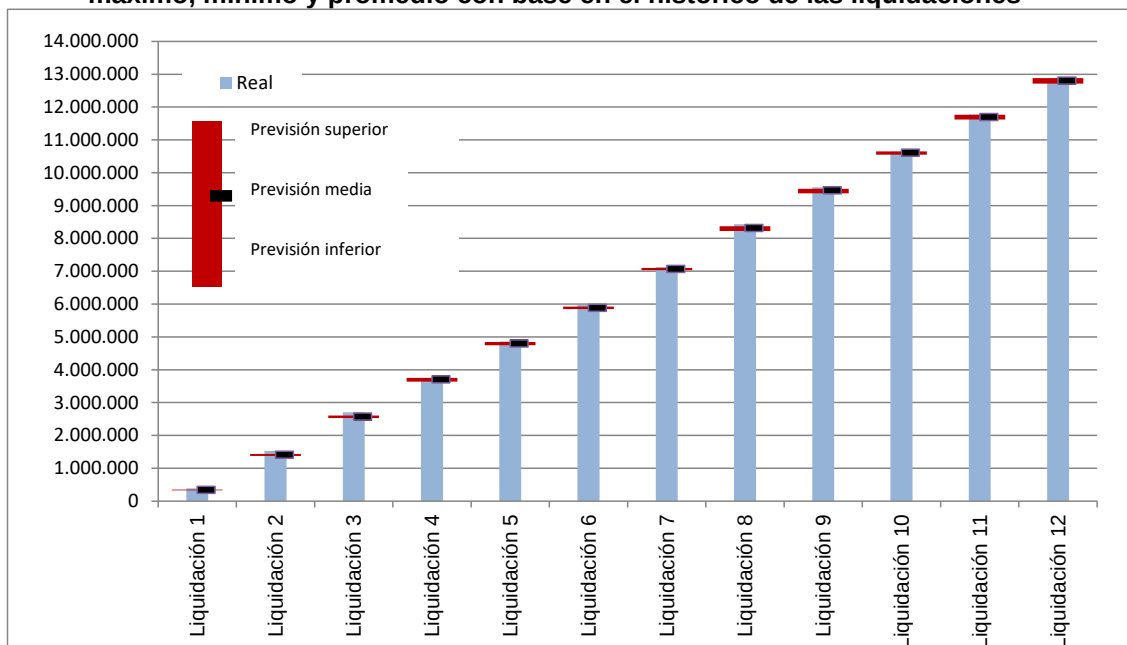
Fuente: CNMC

7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos

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

Los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores registrados en la Liquidación 12/2017 ascendieron a 12.871,3 M€, cifra un 0,5% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 12 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 7).

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso y cargos de consumidores (miles €) registrados en las liquidación provisional 12 de 2017 respecto de la previsión de liquidación 12. 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 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

En el Cuadro 15 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 2017 y a las variables de facturación registradas en los últimos doce meses (noviembre 2016 - octubre 2017) en la base de datos de Liquidaciones. Cabe destacar que las mayores diferencias, en términos absolutos, se registran en los consumidores acogidos a los peajes 2.0 A, 2.0 DHA, 2.1 A, 3.1 A y 6.1 A.

Cuadro 15. Comparación de las variables de facturación previstas por la CNMC para 2017 y las registradas en los últimos 12 meses correspondientes a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

Previsión CNMC 2017. Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (A)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Previsión CNMC 2017 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.960.540	107.035	6.186.981	3.456.465	9.643.446
2.0 A	24.145.395	54.673	3.711.378	2.407.084	6.118.462
2.0 DHA	2.307.150	9.959	420.025	233.417	653.441
2.0 DHS	4.329	40	817	744	1.561
2.1 A	633.684	5.418	352.022	310.769	662.791
2.1 DHA	156.122	2.750	86.209	95.485	181.694
2.1 DHS	657	10	331	337	668
3.0	713.203	34.186	1.616.200	408.629	2.024.829
Alta tensión	108.131	125.868	2.492.552	763.640	3.256.191
3.1 A	85.261	15.435	629.990	172.110	802.100
6.1 A	19.035	52.965	1.313.118	395.555	1.708.673
6.1 B	1.182	5.529	109.307	33.950	143.257
6.2	1.599	17.719	192.452	69.402	261.855
6.3	425	10.504	95.743	36.749	132.492
6.4	630	23.716	151.941	55.874	207.815
Total	28.068.671	232.904	8.679.533	4.220.105	12.899.638
(Últimos 12 meses noviembre 2016-octubre 2017). Empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes. Total Nacional (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	27.843.171	106.884	6.162.172	3.441.600	9.603.772
2.0 A	23.777.639	53.374	3.647.964	2.349.886	5.997.850
2.0 DHA	2.543.574	10.693	476.511	273.216	749.727
2.0 DHS	5.529	38	1.073	805	1.878
2.1 A	622.619	5.246	341.084	300.920	642.003
2.1 DHA	172.878	2.903	94.913	102.856	197.769
2.1 DHS	745	10	399	368	767
3.0	720.187	34.620	1.600.229	413.549	2.013.778
Alta tensión	107.676	127.863	2.501.984	753.826	3.255.811
3.1 A	84.755	15.745	646.996	175.357	822.353
6.1 A	19.013	53.488	1.298.994	383.540	1.682.534
6.1 B	1.232	5.056	107.278	31.257	138.535
6.2	1.614	17.976	198.261	68.952	267.213
6.3	425	10.977	98.403	37.682	136.085
6.4	637	24.622	152.052	57.039	209.091
Total	27.950.847	234.748	8.664.157	4.195.426	12.859.583
Diferencia (A) - (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	117.368	151	24.809	14.865	39.674
2.0 A	367.756	1.299	63.414	57.197	120.612
2.0 DHA	-236.424	-734	-56.486	-39.799	-96.285
2.0 DHS	-1.200	2	-257	-60	-317
2.1 A	11.065	172	10.939	9.849	20.788
2.1 DHA	-16.756	-153	-8.704	-7.371	-16.075
2.1 DHS	-87	-0	-68	-30	-99
3.0	-6.985	-435	15.971	-4.920	11.051
Alta tensión	456	-1.995	-9.433	9.814	381
3.1 A	506	-310	-17.006	-3.247	-20.253
6.1 A	22	-522	14.124	12.015	26.139
6.1 B	-50	474	2.029	2.693	4.722
6.2	-15	-257	-5.809	451	-5.358
6.3	0	-473	-2.660	-933	-3.593
6.4	-7	-906	-111	-1.165	-1.275
Total	117.824	-1.844	15.376	24.679	40.055
Diferencia (A) sobre (B)					
Peaje	Nº clientes	Energía Consumida (GWh)	Facturación Acceso Orden ETU/1976/2016 (miles €)		
			Término Potencia	Término Energía	Total Facturación
Baja tensión	0,4%	0,1%	0,4%	0,4%	0,4%
2.0 A	1,5%	2,4%	1,7%	2,4%	2,0%
2.0 DHA	-9,3%	-6,9%	-11,9%	-14,6%	-12,8%
2.0 DHS	-21,7%	4,1%	-23,9%	-7,5%	-16,9%
2.1 A	1,8%	3,3%	3,2%	3,3%	3,2%
2.1 DHA	-9,7%	-5,3%	-9,2%	-7,2%	-8,1%
2.1 DHS	-11,7%	-4,4%	-17,0%	-8,3%	-12,8%
3.0	-1,0%	-1,3%	1,0%	-1,2%	0,5%
Alta tensión	-5,3%	-3,0%	-5,4%	6,0%	-2,8%
3.1 A	0,6%	-2,0%	-2,6%	-1,9%	-2,5%
6.1 A	0,1%	-1,0%	1,1%	3,1%	1,6%
6.1 B	-4,0%	9,4%	1,9%	8,6%	3,4%
6.2	-1,0%	-1,4%	-2,9%	0,7%	-2,0%
6.3	0,1%	-4,3%	-2,7%	-2,5%	-2,6%
6.4	-1,1%	-3,7%	-0,1%	-2,0%	-0,6%
Total	0,4%	-0,8%	0,2%	0,6%	0,3%

Fuente: CNMC y Liquidaciones del Sector Eléctrico.

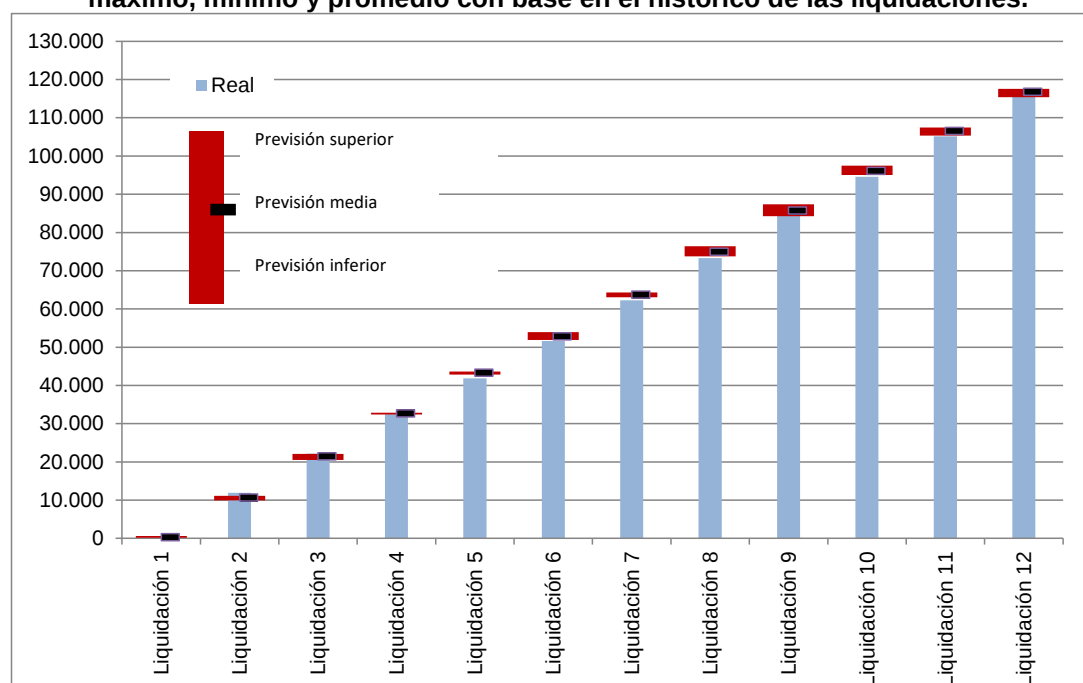
Los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 12/2017 representan, aproximadamente, el 93,2% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14, cifra ligeramente superior al promedio de las liquidaciones de 2014 a 2016 (92,7%).

Finalmente, se indica que la previsión de cierre del ejercicio 2017 de la Orden ETU/1976/2016 estima unos ingresos por peajes de acceso similares a los previstos en la Orden ETU/1282/2017, por lo que la diferencia registrada en la liquidación 12/2017 respecto del promedio de liquidaciones ascendería a 46,9 M€ (un 0,4%) superior a la registrada.

7.2. Previsión de ingresos por peajes de acceso de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 12/2017 por este concepto ascienden a 116,3 M€, cifra inferior en un 0,4% al promedio de la liquidación 12 de los años 2014, 2015 y 2016. Se indica que la previsión de cierre del ejercicio 2017 de la Orden ETU/1282/2017 no modifica la previsión de ingresos de peajes de generadores.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en las Liquidación 12/2017 respecto de los ingresos previstos por este concepto. Intervalo de variación de los ingresos de acceso máximo, mínimo y promedio con base en el histórico de las liquidaciones.

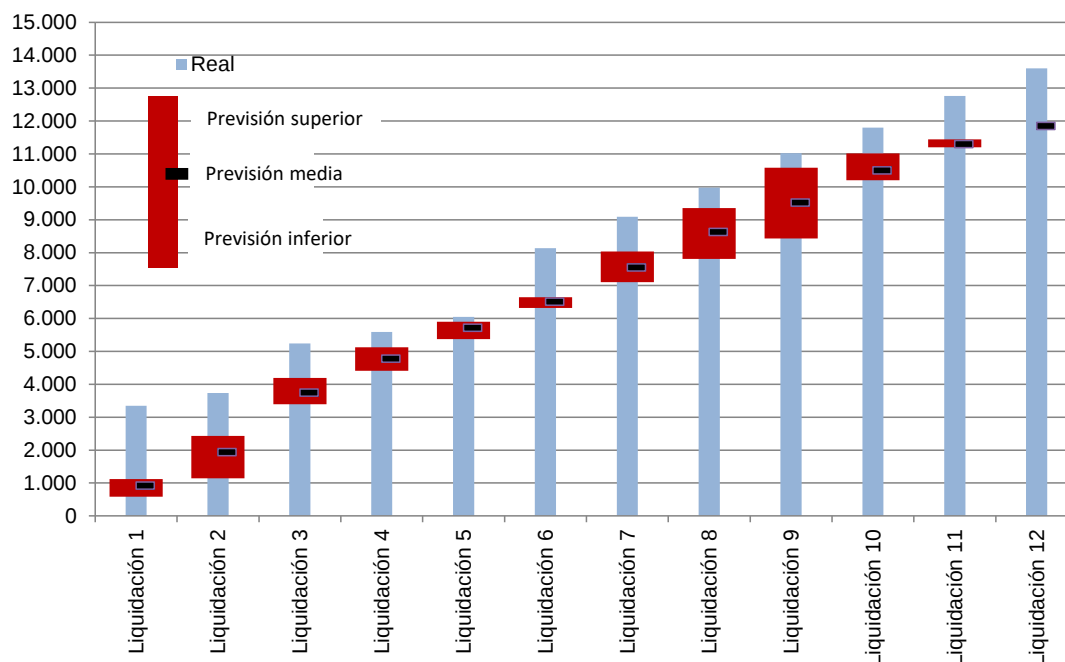


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

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

En la Liquidación 12/2017 se han declarado 13,6 M€ 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 (+14,7%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2014, 2015 y 2016 y que representa el 114,7% de los ingresos previstos por este concepto en la Orden ETU/1976/2016.

Gráfico 9. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 12/2017 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 12 con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

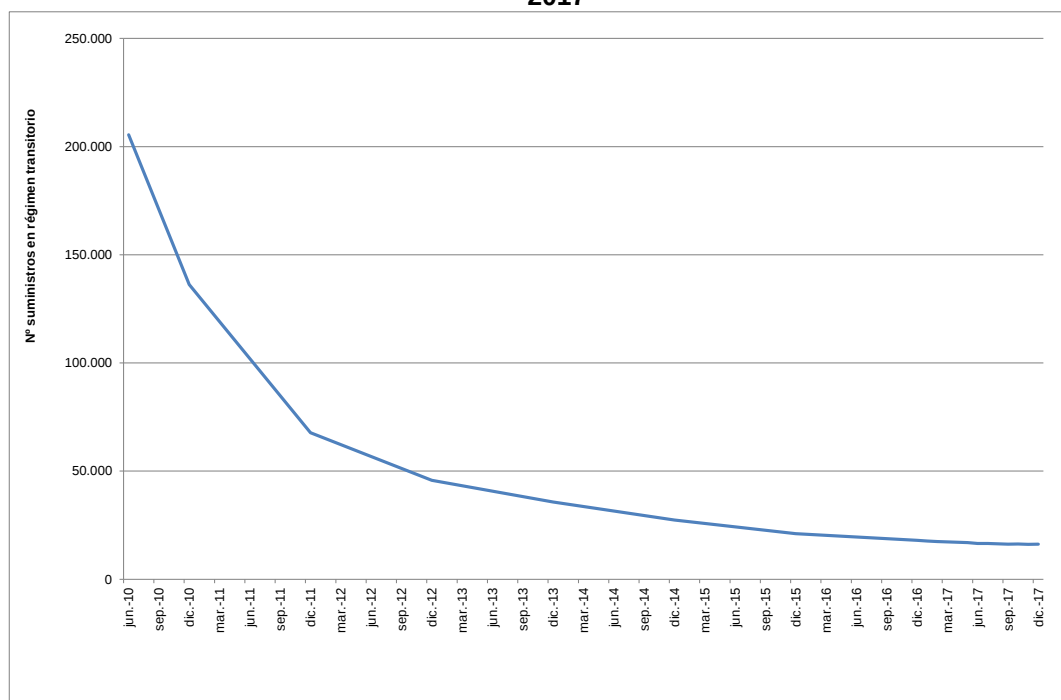
A efectos informativos en el Cuadro 16 y el Gráfico 10 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

Cuadro 16. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados transitoriamente por un comercializador de referencia desagregado por tipo de consumidor. Junio 2010 – Diciembre 2017

Fecha	Tipo de consumidor										Total
	Grandes Clientes AT	Grandes Clientes BT	AAPP AT	AAPP BT	Pymes AT	Pymes BT	Domésticos AT	Domésticos BT	Otros AT	Otros BT	
jun-10	443	5.455	2.329	63.191	6.288	45.528	50	81.742	29	451	205.506
dic-10	277	2.312	1.626	41.189	2.449	33.458	81	54.489	12	364	136.257
dic-11	857	615	861	17.925	1.290	17.078	121	28.780	30	185	67.742
dic-12	334	224	617	9.394	1.064	11.406	136	22.324	27	221	45.747
dic-13	117	225	386	6.106	735	8.694	128	19.054	29	258	35.732
dic-14	151	182	297	3.665	893	5.474	118	16.382	28	179	27.369
dic-15	105	151	198	2.768	738	3.778	69	13.169	20	111	21.107
dic-16	62	115	152	2.036	522	2.266	112	12.775	-	-	18.040
ene-17	56	88	150	1.912	501	2.224	109	12.650	-	-	17.690
feb-17	55	84	154	1.923	490	2.165	108	12.435	-	-	17.414
mar-17	62	98	159	1.935	480	2.122	105	12.287	-	-	17.248
abr-17	69	88	153	1.952	461	2.138	102	12.162	-	-	17.125
may-17	58	93	162	1.889	451	2.133	98	12.055	-	-	16.939
jun-17	61	74	154	1.822	439	2.002	94	11.919	-	-	16.565
jul-17	53	60	152	1.849	446	1.964	92	11.971	-	-	16.587
ago-17	51	67	136	1.776	439	1.953	89	11.919	-	-	16.430
sep-17	47	56	140	1.813	477	1.928	86	11.686	-	-	16.233
oct-17	45	54	144	1.997	476	1.880	83	11.663	-	-	16.342
nov-17	42	59	138	1.748	472	1.898	78	11.711	-	-	16.146
dic-17	94	68	142	1.760	464	1.877	84	11.782	-	-	16.271

Fuente: CNMC

Gráfico 10. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados transitoriamente por un comercializador de referencia de junio 2010 a diciembre de 2017



Fuente: CNMC

La Orden ETU/1282/2017 revisa al alza los ingresos procedentes de la penalización de clientes en régimen transitorio. No obstante, en la liquidación 12/2017 los ingresos por este concepto han resultado un 11,0% superiores a los previstos para esta liquidación.

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

En la Liquidación provisional 12/2017 se han registrado 12,9 M€ de ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión. Los ingresos acumulados por este concepto (2.064,1 M€) (véase Cuadro 17) suponen el 65,4% del importe previsto para el ejercicio 2017 (3.154,5 M€) en la Orden ETU/1976/2016 y el 68,6% del límite presupuestario⁷ establecido en la Ley 3/2017, de 27 de junio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2017 (3.010 M€).

Cuadro 17. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

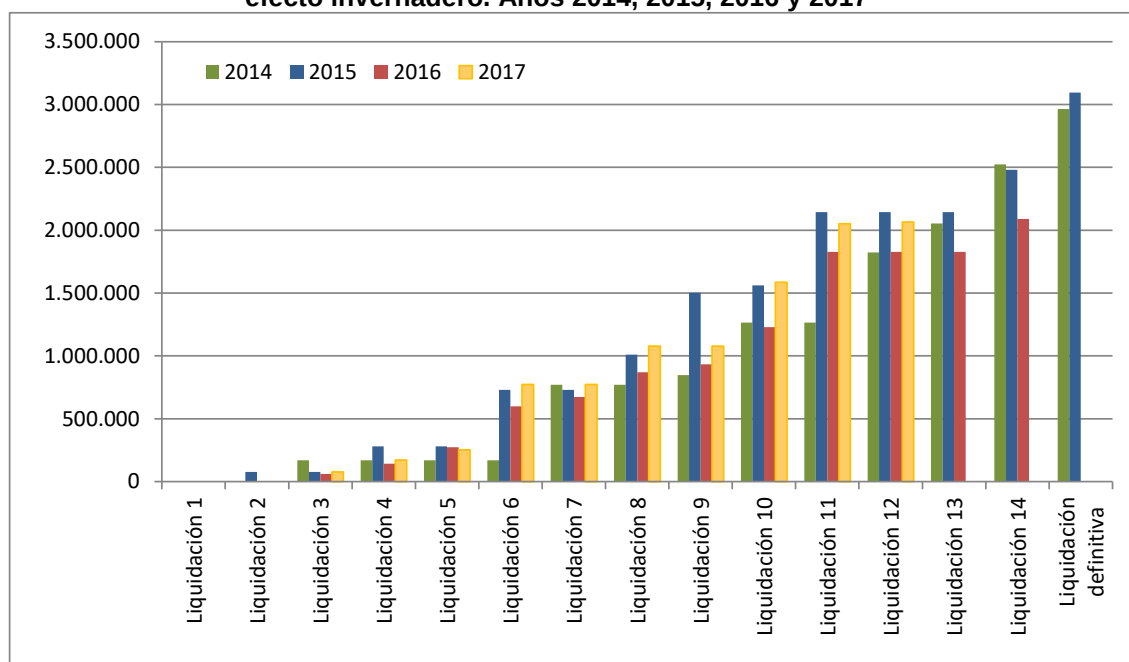
Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2017	0,00	0,00	40.837.996,12	35.375.239,10	76.213.235,22
Liquidación 4/2017	3.180.276,26	0,00	48.242.340,47	44.246.589,53	95.669.206,26
Liquidación 5/2017	2.831.000,02	0,00	47.328.994,66	30.310.976,84	80.470.971,52
Liquidación 6/2017	445.876.517,83	0,00	52.811.250,11	20.577.555,40	519.265.323,34
Liquidación 7/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 8/2017	169.902.725,46	0,00	59.012.116,88	76.605.155,46	305.519.997,80
Liquidación 9/2017	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 10/2017	375.223.045,95	571.720,34	63.172.924,32	70.674.209,20	509.641.899,81
Liquidación 11/2017	367.277.113,88	7.470,08	62.330.795,07	34.841.087,19	464.456.466,22
Liquidación 12/2017	0,00	0,00	0,00	12.908.145,91	12.908.145,91
TOTAL	1.364.290.679,40	579.190,42	373.736.417,63	325.538.958,63	2.064.145.246,08

Fuente: CNMC (Liquidaciones provisionales 2017)

⁷ Se indica que la Disposición adicional centésima décima séptima de la Ley 3/2017, de 27 de junio, prevé la ampliación de crédito hasta la recaudación efectiva

En el Gráfico 11 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 2014, 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 11. 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 2014, 2015, 2016 y 2017



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016 y 2017).

Se indica que en la Orden ETU/1282/2017 la previsión de ingresos procedentes de la Ley 15/2012 supera en 101,4 M€ a la previsión de la Orden ETU/1976/2016.

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 12/2017: retribución del transporte y la distribución, retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, retribución adicional de los sistemas no peninsulares y los pagos por capacidad.

Adicionalmente, se realiza un seguimiento de su evolución de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares, a efectos de detectar posibles desvíos respecto del importe total considerado en la Orden ETU/1976/2016, independientemente de la fuente de financiación.

8.1. Retribución del transporte y la distribución

La Disposición transitoria tercera de la Orden ETU/1976/2016 establece que hasta la aprobación de las retribuciones de las actividades de transporte y distribución bien al amparo de lo previsto en el Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre y Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, se procederá a liquidar por el organismo encargado de las liquidaciones las cantidades devengadas a cuenta que serán, para cada una de las empresas de transporte y distribución, la parte proporcional de la retribución que figura en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016 y en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. En particular los citados reales decretos establecen en 1.709.997 miles de € y 5.162.708 miles de € de la retribución del transporte y la distribución respectivamente.

No obstante, según el escándallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016, la retribución del transporte asciende a 1.735.090 miles de € y la retribución a la distribución a 5.157.776 miles de €.

En consecuencia, en la Liquidación 12/2017 se registra un desvío respecto de la previsión en la retribución de las actividades de transporte y distribución.

A título informativo se indica que la retribución del transporte y la distribución previstos para el cierre del ejercicio 2017, según la Memoria que acompañó a la Orden ETU/1282/2017 asciende a 1.704,7 M€ y 5.357,8 M€, respectivamente, por lo que el desvío en la actividad del transporte se reduce respecto de la previsión inicial mientras que el desvío registrado en la actividad de distribución aumenta significativamente. Al respecto se indica que la previsión de la Orden ETU/1282/2017 incluye el impacto de la Sentencia de 25 de octubre de 2017, dictada por el Tribunal Supremo respecto al recurso contencioso-administrativo interpuesto contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

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

En el Cuadro 18 se muestra la retribución de la producción renovable correspondiente al mes de diciembre para el total nacional sin aplicar el coeficiente de cobertura, independientemente de su fuente de financiación.

Cuadro 18. Resultado de la liquidación provisional 12 de 2017 de retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos

Tecnología	Sistema nacional			Sistema Peninsular			Sistemas No Peninsulares		
	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)	Potencia Liquidada (MW)	Energía (GWh)	Retribución Regulada (M€)
COGENERACIÓN	5.247	2.262	102,8	5.240	2.258	102,6	7	4	0,3
SOLAR FV	4.601	162	195,1	4.361	153	185,9	240	9	9,1
SOLAR TE	2.299	73	94,3	2.299	73	94,3	-	-	-
EÓLICA	22.752	5.704	123,0	22.575	5.671	122,3	177	33	0,7
HIDRÁULICA	1.644	264	6,1	1.644	264	6,1	-	-	0,0
BIOMASA	725	244	24,3	722	244	24,3	3	-	0,1
RESIDUOS	735	300	10,0	658	279	9,0	77	21	1,0
TRAT.RESIDUOS	441	217	15,5	441	217	15,5	-	-	-
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,02	5	-	0,02	-	-	-
TOTAL	38.449	9.226	571,1	37.945	9.159	559,9	504	67	11,2

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

Conforme se establece en el artículo 72.4 del Real Decreto 738/2015, el 50% de la retribución específica no peninsular será financiada conjuntamente con la retribución adicional con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.

En consecuencia, en la Liquidación provisional 12/2017 se liquida con cargo al sector eléctrico la totalidad de la retribución específica correspondiente al sistema peninsular (7.028,7 M€) y el 50% de la retribución específica correspondiente a los sistemas no peninsulares (68,9 M€).

La retribución RECORE peninsular registrada en la Liquidación provisional 12/2017 ha resultado un 0,6% superior al valor previsto para esta liquidación según la Orden ETU/1976/2016 y un 1% inferior al valor según la Orden ETU/1282/2017.

La Memoria que acompañó a la Orden ETU/1976/206 no proporciona información sobre la retribución RECORE de los sistemas no peninsulares, por lo que no es posible analizar el desvío.

8.3. Coste del servicio de interrumpibilidad

En la Liquidación 12/2017 se han incluido 8,7 M€ 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. El coste previsto por este concepto en la Orden ETU/1282/2017 asciende a 8,3 M€, inferior en 0,4 M€ al registrado en la Liquidación 12/2017.

Adicionalmente, cabe señalar que en la Liquidación 12/2017 se ha registrado un ingreso de 32,4 M€ por la diferencia entre el coste asociado al servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP) y los ingresos que resultan de aplicar a la demanda de los SENP el mismo coste de la energía del mercado del sistema peninsular⁸.

Por último se indica la Orden ETU/1282/2017 revisa a la baja el coste previsto por servicio de interrumpibilidad (7,7M€) respecto de la Orden ETU/1976/2016, por lo que el desvío registrado en la Liquidación 12/2017 aumenta respecto de la previsión inicial.

8.4. Anualidades del déficit de actividades reguladas

En la Liquidación 12/2017 se incluye el impacto de las emisiones 71^a a 75^a de FADE, de las que se deriva un ahorro en los costes del sistema eléctrico de 1,8 M€. La anualidad correspondiente a FADE tras las sucesivas emisiones registradas hasta la Liquidación 12/2017 asciende a 2.161.695.443,07 € cifra inferior en 23,3 M€ a la incluida en la Orden ETU/1976/2016 (2.185.022.402,13 €). Como consecuencia de lo anterior, en la Liquidación 12/2017 se registra un desvío de -21,1 M€ en la anualidad correspondiente al fondo de titulización.

La previsión de cierre de la Orden ETU/1282/2017 tiene en cuenta la emisiones de FADE realizadas hasta la aprobación de dicha Orden, por lo que el desvío registrado en la Liquidación 12/2017 asciende a 0,8 M€, motivado por el impacto de las emisiones 71^a a 75^a de FADE.

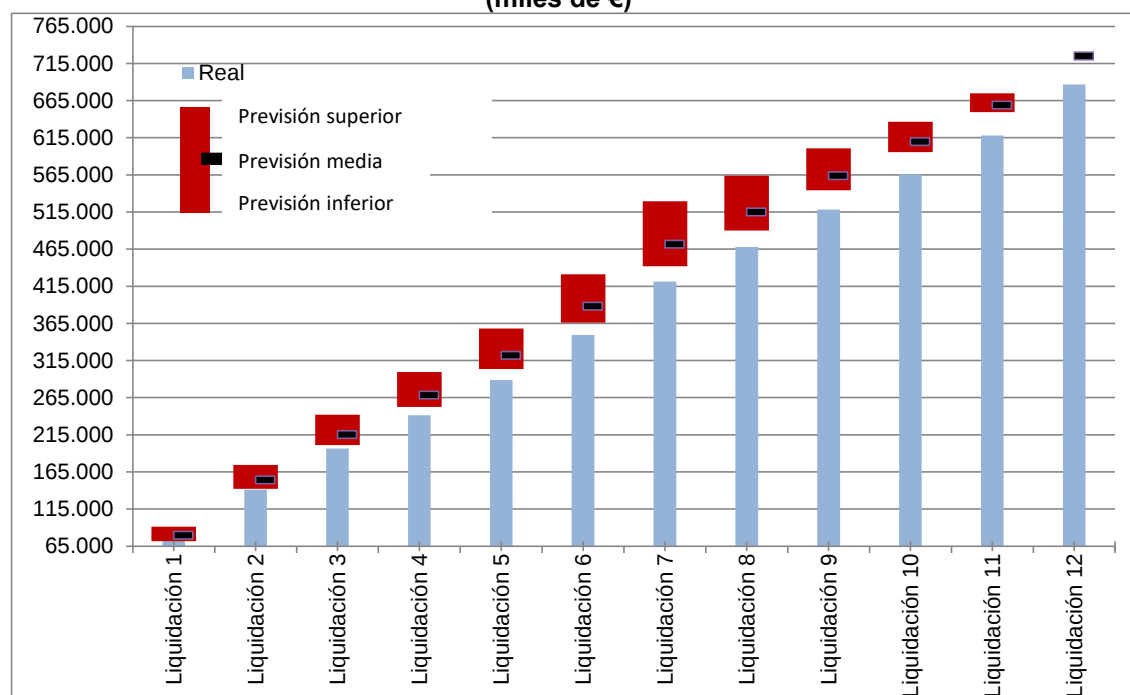
⁸ Para más información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 13/2015.

8.5. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 12/2017 asciende a 392,9 M€, cifra superior en 2,9 M€ al valor previsto en la Orden ETU/1976/2016 y superior en 1 M€ al valor previsto en la Orden ETU/1282/2017.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 12/2017 (686,7 M€) han resultado un 5,3% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 12 de ejercicios anteriores según la previsión de la Orden ETU/1976/2016 y un 7,1% inferiores al valor previsto en la Orden ETU/1282/2017, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones (véase Gráfico 12).

Gráfico 12. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la liquidación provisional 12 de 2017 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 2014, 2015 y 2016) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 12/2017 asciende a 293,7 M€. Para mayor información, en el Cuadro 19 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de diciembre de 2017.

Cuadro 19. Evolución del saldo de los pagos por capacidad

	Financiación (Ingresos por pagos de la demanda s/normativa vigente)	Pagos por Incentivo a la Inversión	Servicio Disponibilidad	Saldo
ene-17	75.047.056	20.181.702	14.179.446	40.685.908
feb-17	63.224.582	17.755.665	13.030.349	32.438.569
mar-17	53.135.356	19.439.675	14.426.458	19.269.223
abr-17	44.935.831	18.633.822	13.961.088	12.340.922
may-17	47.857.168	18.954.988	14.426.458	14.475.722
jun-17	62.850.575	18.185.505	13.823.489	30.841.581
jul-17	72.027.075	18.594.946	14.280.253	39.151.876
ago-17	47.077.478	18.594.946	14.280.283	14.202.249
sep-17	48.525.830	17.995.109	13.819.629	16.711.092
oct-17	48.248.361	18.594.946	14.280.253	15.373.162
nov-17	53.693.766	17.860.456	13.819.599	22.013.710
dic-17	69.688.829	18.192.747	14.021.611	37.474.470

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

8.6. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares

El siguiente cuadro presenta el resultado de la producción de energía eléctrica térmica e hidro-eólica en los Sistemas Eléctricos No Peninsulares (SENP) correspondiente al mes de diciembre de 2017. Se muestran los datos de producción horaria remitidos por el operador del sistema, agregados por sujeto de liquidación y sistema. La producción térmica convencional de los SENP, junto con la del parque hidro-eólico de Gorona del Viento, S.A. (El Hierro), alcanzó 1.069 GWh en este mes, con un coste total provisional de 116.432.810,88 euros. De esta cantidad, 44.567.082,43 euros corresponden a la compensación extrapeninsular. No se registró producción de COTESA (Cogeneración de Tenerife, S.A.).

Cuadro 20. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SENP correspondientes a diciembre de 2017

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	340.899,90	28.711.343,60	23.199.250,03	5.512.093,57	23.934.485,00	4.776.858,60
Canarias (UNELCO)	692.479,09	82.575.267,63	74.692.641,93	7.882.625,70	45.536.650,74	37.038.616,89
Canarias (COTESA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Canarias (GORONA)	1.294,09	567.279,27	20.148,89	547.130,38	66.117,34	501.161,93
Ceuta	17.861,96	2.200.563,36	2.123.076,72	77.486,64	1.194.320,24	1.006.243,12
Melilla	16.939,64	2.378.357,02	2.140.826,54	237.530,48	1.134.155,13	1.244.201,89
Total	1.069.474,68	116.432.810,88	102.175.944,11	14.256.866,77	71.865.728,45	44.567.082,43

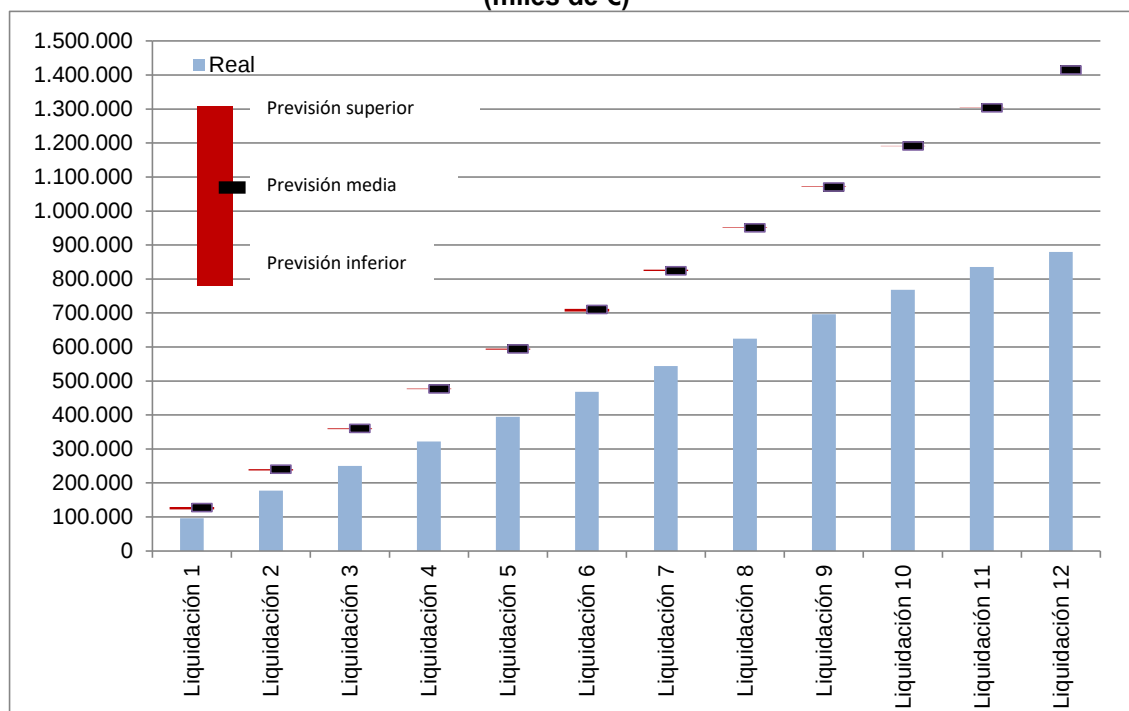
Fuente: Operador del Sistema

En el Gráfico 13 se muestra la evolución mensual del coste de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares, independientemente de su fuente de financiación. Según el escandallo de costes de la Orden ETU/1976/2016, la retribución de los sistemas no peninsulares incluye el régimen retributivo adicional y el 50% de la retribución específica de las instalaciones situadas en territorios no peninsulares. En la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no se aporta el desglose entre ambas partidas, por lo que a efectos del seguimiento de la retribución adicional se ha optado por restar del coste anual previsto en la Orden ETU/1976/2016 (1.481,3 M€) el 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular prevista por la CNMC (66,2 M€)⁹.

Bajo estas premisas, la retribución adicional de los SENP registrada en la Liquidación 12/2017 se situaría por debajo (37,8%) del valor medio del intervalo de variación previsto para esta la Liquidación.

⁹ Informe disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1365168_17.pdf

Gráfico 13. Comparación de la retribución adicional registrada en la Liquidación provisional 12 de 2017 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 2014, 2015, 2016 y 2017) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1976/2016.

Por último, se indica que la Orden ETU/1282/2017 modifica a la baja la previsión de Retribución adicional en los sistemas no peninsulares respecto de la Orden ETU/1976/2016 en 186,4 M€.

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 2013, 2014, 2015 y 2016. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden ETU/1976/2016 y la laminación en las correspondientes liquidaciones. El resto de componentes de costes no incluidos en el cuadro se liquidan en doce partes iguales, con la excepción anualidad de FADE cuyo laminación se establece conforme al Anexo I del RD 437/2010.

Cuadro 21. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1976/2016

Previsión anual:	238.288	13.814.189	130.000	11.854	20.512	137	281.138	725.062	740.632
------------------	---------	------------	---------	--------	--------	-----	---------	---------	---------

Liquidación	Consumo	Peajes de consumidores	Peajes de generadores	Clientes en régimen transitorio	Tasa de la CNMC	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad	Retribución SNP
Liquidación 1	1,8%	2,4%	0,2%	7,8%	2,4%	2,4%	2,4%	11,0%	9,0%
Liquidación 2	9,7%	10,2%	8,2%	16,4%	10,2%	10,2%	10,2%	21,2%	17,0%
Liquidación 3	17,7%	18,6%	16,5%	31,7%	18,6%	18,6%	18,6%	29,7%	25,5%
Liquidación 4	25,9%	26,8%	25,1%	40,4%	26,8%	26,8%	26,8%	37,0%	33,7%
Liquidación 5	33,9%	34,7%	33,3%	48,3%	34,7%	34,7%	34,7%	44,4%	42,0%
Liquidación 6	42,0%	42,6%	40,6%	54,9%	42,6%	42,6%	42,6%	53,5%	50,2%
Liquidación 7	50,5%	51,2%	49,0%	63,8%	51,2%	51,2%	51,2%	65,1%	58,2%
Liquidación 8	59,3%	60,2%	57,7%	72,8%	60,2%	60,2%	60,2%	71,0%	67,2%
Liquidación 9	68,0%	68,5%	65,9%	80,3%	68,5%	68,5%	68,5%	77,8%	75,7%
Liquidación 10	76,5%	76,8%	73,9%	88,6%	76,8%	76,8%	76,8%	84,1%	84,2%
Liquidación 11	84,6%	84,7%	81,9%	95,4%	84,7%	84,7%	84,7%	90,9%	92,1%
Liquidación 12	92,7%	92,7%	89,8%	100,0%	92,7%	92,7%	92,7%	100,0%	100,0%
Liquidación 13	99,4%	99,1%	98,7%	100,0%	99,1%	99,1%	99,1%	100,0%	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	2º parte del ciclo de combustible nuclear	Anualidad déficit 2005	Ingresos por pagos por capacidad	Retribución SNP
Liquidación 1	4.241	337.355	287	925	501	3	6.866	79.721	67.015
Liquidación 2	23.022	1.410.750	10.650	1.939	2.095	14	28.711	154.033	126.080
Liquidación 3	42.087	2.573.468	21.405	3.753	3.821	26	52.374	215.255	188.576
Liquidación 4	61.797	3.701.816	32.678	4.786	5.497	37	75.337	268.353	249.718
Liquidación 5	80.693	4.798.436	43.269	5.721	7.125	48	97.655	321.939	311.238
Liquidación 6	100.019	5.888.596	52.831	6.513	8.744	58	119.841	387.926	371.841
Liquidación 7	120.268	7.073.756	63.727	7.557	10.503	70	143.961	471.751	431.382
Liquidación 8	141.394	8.315.429	74.967	8.636	12.347	82	169.231	515.125	497.613
Liquidación 9	161.963	9.463.865	85.735	9.522	14.052	94	192.603	563.899	560.462
Liquidación 10	182.195	10.614.538	96.070	10.505	15.761	105	216.021	609.644	623.518
Liquidación 11	201.706	11.695.712	106.509	11.305	17.366	116	238.024	659.072	682.122
Liquidación 12	220.937	12.808.848	116.796	11.853	19.019	127	260.678	725.062	740.632
Liquidación 13	236.956	13.691.685	128.361	11.853	20.330	136	278.645	725.062	740.632
Liquidación 14	238.288	13.814.189	130.000	11.854	20.512	137	281.138	725.062	740.632

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2014, 2015 y 2016

