



**INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN
PROVISIONAL 3/2018 DEL SECTOR
ELÉCTRICO. ANÁLISIS DE
RESULTADOS Y SEGUIMIENTO
MENSUAL DE LA PROYECCIÓN ANUAL
DE LOS INGRESOS Y COSTES DEL
SISTEMA ELECTRICO**

LIQ/DE/001/18

23 de mayo de 2018

Índice

Resumen ejecutivo	3
1. Objeto del informe	5
2. Aspectos normativos	5
3. Resultado de la liquidación provisional 3/2018	5
4. Análisis de la cobertura de los costes	10
5. Análisis de los desvíos	13
6. Previsión del consumo nacional	14
6.1. Previsión de la demanda en barras de central (b.c.)	14
6.2. Previsión de la demanda en consumo	17
6.3. Previsión del autoconsumo	21
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.	21
7.1. Previsión de los ingresos por peajes de acceso y cargos de los consumidores	21
7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores	23
7.3. Previsión de ingresos por aplicación del artículo 17 del RD 216/2014	24
7.4. Previsión de ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012	26
8. Previsión de costes	27
8.1. Retribución del transporte y la distribución	28
8.2. Retribución específica de las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos	28
8.3. Anualidades del déficit de actividades reguladas	29
8.4. Coste del servicio de interrumpibilidad	30
8.5. Coste de los pagos por capacidad	30
8.6. Retribución adicional de los sistemas no peninsulares	32

RESUMEN EJECUTIVO
INFORME SOBRE LA LIQUIDACIÓN PROVISIONAL 3/2018 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 3/2018 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.

En la liquidación provisional 3/2018 se han registrado 3.026,2 millones de euros (M€) de ingresos regulados, mientras que los costes regulados han ascendido a 4.128,9 M€, registrándose un desajuste provisional de ingresos de 1.102,7 M€. Dado que los ingresos no han sido suficientes para cubrir todos los costes reconocidos, se ha procedido al cálculo y aplicación del coeficiente de cobertura, conforme al artículo 19 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

El **Coefficiente de Cobertura** de la liquidación provisional nº 3 se ha situado en un **68,66%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación.

Por lo que se refiere a los **desvíos** en la demanda, ingresos y costes registrados en la liquidación 3/2018 respecto de las partidas previstas en la Orden ETU/1282/2017, 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 3. En particular, la demanda en consumo registrada en la Liquidación 3/2018 (44.779 GWh) ha sido un 4,3% superior al valor promedio observado en años anteriores.

En coherencia con la evolución de la demanda en consumo, en la Liquidación 3/2018 los ingresos por peajes de acceso de consumidores (2.713,3 M€) han resultado un 2,6% superiores (68,3 M€) al valor promedio histórico.

Por el contrario, los ingresos registrados por los generadores han resultado un 1,1% inferiores (0,25 M€) al valor promedio histórico.

Los ingresos registrados por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (2,6 M€) también han resultado un 39,2% inferiores (1,6 M€) a los valores esperados en la Liquidación 3/2018.

Por último, en la Liquidación provisional 3/2018 se han registrado 111,5 M€ de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. En particular, 49,3 M€ procedentes de los impuestos y 62,3 M€ procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero. Estos ingresos representan el 3,3% del importe previsto para el ejercicio 2018 (3.409,5 M€) en la Orden ETU/1282/2017.

2. En la Liquidación 3/2018 los **costes regulados** han sido 296,6 M€ inferiores a los previstos para esta liquidación según la Orden ETU/1282/2017, motivado, principalmente, por unos menores costes de la retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (- 150,7 M€), de la retribución específica peninsular de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos del sistema peninsular (en adelante retribución RECORE) (- 61,9 M€) y de la retribución de la distribución (- 75,3 M€).

Se indica que en la Liquidación 3/2018 se ha incluido el impacto de las emisiones 76^a, 77^a y 78^a de FADE. El importe íntegro de estas emisiones se destinará a la refinanciación de vencimientos futuros de los bonos emitidos por FADE, por lo que se actualiza la anualidad correspondiente a FADE. En particular, la anualidad correspondiente a FADE asciende a 2.118.754.158,27 € cifra inferior en 49,6 M€ a la incluida en la Orden ETU/1282/2017 (2.168.381.731 €). Como consecuencia de lo anterior, en la Liquidación 3/2018 se registra un desvío de -3 M€ en la anualidad correspondiente al fondo de titulización.

Por último, se advierte de la escasa relevancia de la Liquidación 3/2018, debido al desfase existente entre la declaración de los ingresos y la liquidación de las distintas partidas de coste.

1. Objeto del informe

Este informe tiene por objeto el análisis de los resultados de la Liquidación provisional 3/2018 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/1282/2017), teniendo en cuenta la información disponible por esta Comisión.

2. Aspectos normativos

En la Liquidación provisional 3/2018 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 3/2018

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/1282/2017.

Cuadro 0. Previsión de demanda, ingresos y costes para el ejercicio 2018

CONCEPTO	PREVISIÓN 2018 Orden ETU/1282/2017	
	GWh en consumo (1)	Miles de €
A. Ingresos Peajes de Acceso		14.002.943
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad (2)	241.568	13.859.943
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica		131.000
Ingresos art. 17 RD 216/2014		12.000
B. Otros Ingresos Regulados		682.550
Ingresos pagos por capacidad		682.550
Ingresos imputación pérdidas		-
C. Ingresos Externos a Peajes		3.409.463
Ingresos Ley Medidas Fiscales		2.959.463
Ingresos por CO2		450.000
D. Total Ingresos (D = A + B + C)		18.094.956
E. Costes		18.351.562
Transporte		1.743.230
Retribución del transporte		n.d.
Incentivo disponibilidad del transporte		n.d.
Distribución y Gestión Comercial		5.475.194
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros		n.d.
Retribución distribución		n.d.
Incentivo de calidad del servicio correspondiente a retribución 2015		n.d.
Incentivo o penalización de reducción de pérdidas correspondiente a la retribución del año 2015		n.d.
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros		n.d.
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (Sector eléctrico) (0,150%)		20.807
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)		139
Retribución específica renovables, cogeneración y residuos (RECORE) sistema peninsular		7.150.000
Retribución Sistemas No Peninsulares (SNP)		780.077
Retribución adicional SNP		n.d.
Retribución específica SNP		n.d.
Sistema de interrupibilidad SNP		7.000
Coste Pagos por Capacidad		352.460
Incentivo a la Inversión		n.d.
Incentivo a la Disponibilidad		n.d.
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas		2.822.655
Fondo de titulación		2.168.382
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005		282.127
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007		94.386
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013		277.761
Diferencia de pérdidas		
Desajuste ejercicio (déficit +)/superávit(-)		
F. Déficit / Superávit de actividades reguladas (G = D- E)		- 256.606
G. Otros costes liquidables ("-"= coste/"+" = ingreso)		260.676
Liquidación definitiva TNP ejercicio 2015		303.176
Reliquidaciones DT8ª RD 413/2014		- 2.500
Fondo para contingencias		- 40.000
H. Déficit/superávit de Liquidaciones (H = F + G)		4.070

Fuentes: Orden ETU/1282/2017 y escandallo de costes que le acompaña.

(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 2015 al 2017.

En el Cuadro 1 se muestra tanto el resultado de la liquidación provisional 3 de 2018 y el grado de cobertura de los costes, como la previsión de Liquidación 3/2018 del escenario de demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1282/2017, 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/1282/2017, 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 3/2018 (miles €)

CONCEPTO	Liquidación 3/2018 con costes reconocidos (A)	Liq. 3/2018 con coeficiente de cobertura (B)	Previsión Liquidación 3/2018 (C)	Diferencia en GWh/miles € (A) - (C)	Diferencia en % % variación (A) sobre (C)
Demanda en consumo (GWh) *	44.779	44.779	42.926	1.853	4,3%
Demanda en consumo (GWh)	44.631	44.631	42.926	1.705	4,0%
Autoconsumo (GWh)	148	148	-	148	
A. Ingresos Peajes de Acceso	2.737.208	2.737.208	2.670.637	66.571	2,5%
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	2.713.287	2.713.287	2.644.941	68.346	2,6%
Ingresos por cargos de autoconsumo	115	115	-	115	
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	21.256	21.256	21.502	- 246	-1,1%
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	2.550	2.550	4.194	- 1.644	-39,2%
B. Otros Ingresos Regulados	177.465	177.465	202.532	- 25.067	-12,4%
Regularización ejercicios anteriores a 2018 (Cuadro 3)	- 27.203	- 27.203	-	- 27.203	
Ingresos pagos por capacidad	199.529	199.529	202.532	- 3.003	-1,5%
Ingresos sistema de interrumpibilidad	5.139	5.139	-	5.139	
Ingresos por imputación pérdidas	-	-	-	-	
Ingresos por Intereses	-	-	-	-	
C. Ingresos Externos a Peajes	111.540	111.540	111.540	-	0,0%
Ingresos Ley Medidas Fiscales **	49.260	49.260	49.260	-	0,0%
Ingresos por CO2 **	62.280	62.280	62.280	-	0,0%
D. Pagos Liquidación provisional n + 1		- 24.076	-	-	
E. Total Ingresos (E = A + B + C + D)	3.026.213	3.002.137	2.984.709	41.504	1,4%
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	533.493	533.493	535.760	- 2.267	-0,4%
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	4.053	4.053	3.971	82	2,1%
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	27	27	27	0	1,8%
Pagos de anualidades déficit de actividades reguladas	529.772	529.772	531.763	- 1.991	-0,4%
Fondo de titulización	381.870	381.870	384.888	- 3.018	-0,8%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	54.866	54.866	53.839	1.027	1,9%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2007	23.596	23.596	23.596	-	0,0%
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2013	69.440	69.440	69.440	-	0,0%
Correcciones de medidas	- 359	- 359	-	- 359	
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	3.595.428	2.468.644	3.889.726	- 294.298	-7,3%
Transporte	427.500	293.524	435.808	- 8.308	-1,9%
Retribución del transporte distribuidoras con más de 100.000 suministros	427.282	293.374	n.d.		
Retribución del transporte distribuidoras con menos de 100.000 suministros	218	150	n.d.		
Distribución y Gestión Comercial	1.293.543	888.155	1.368.799	- 75.256	-5,5%
Retribución de empresas distribuidoras con más de 100.000 suministros	1.198.069	822.602	n.d.		
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	95.474	65.553	n.d.		
Retribución específica RECORE sistema peninsular	1.725.595	1.184.805	1.787.500	- 61.905	-3,5%
Retribución adicional y específica sistemas no peninsulares	57.026	39.155	207.754	- 150.728	-71,3%
Retribución adicional SNP	39.013	26.787	n.d.		
Retribución específica RECORE	18.013	12.368	n.d.		
Sistema de Interrumpibilidad	2.091	1.435	1.750	341	19,5%
Coste Pagos por Capacidad	89.673	61.570	88.115	1.558	1,8%
Coste Diferencia de Pérdidas **	-	-	-	-	
H. Total Costes (H = F + G)	4.128.921	3.002.137	4.425.486	- 296.565	-6,5%
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	- 1.102.708	-	- 1.440.777	338.069	-23,0%

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 3/2018 con costes reconocidos	Liq. 3/2018 con coeficiente de cobertura
Demanda en consumo (GWh)	1.577	1.577
Demanda en consumo (GWh)	1.568	1.568
Autoconsumo (GWh)	9	9
A. Ingresos Peajes de Acceso	115.707	115.707
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los consumidores finales de electricidad	115.394	115.394
Ingresos por cargos de autoconsumo	1	1
Ingresos por peajes de acceso a satisfacer por los productores de energía eléctrica	269	269
Ingresos por el Artículo 17 del Real Decreto 216/2014	43	43
E. Total Ingresos	115.707	115.707
F. Costes no afectados por el coeficiente de cobertura	2.487	2.487
Tasa de la CNMC (Sector eléctrico) (0,150%)	173	173
2º parte del ciclo de combustible nuclear (0,001%)	1	1
Déficit ingresos liquidaciones de las actividades reguladas en el año 2005 (2,101%)	2.353	2.353
Correcciones de medidas	- 40	- 40
G. Costes afectados por el coeficiente de cobertura	95.692	65.703
Retribución de empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	95.474	65.553
Retribución de transporte empresas distribuidoras con menos de 100.000 suministros	218	150
H. Total Costes (H = F + G)	98.179	68.190
I. Diferencia de actividades reguladas (I = E - H)	17.528	47.517

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 2018

CONCEPTO	Liquidación nº 3 2018	
	MWh	€
Ingresos por facturación de clientes a tarifa	0	0
Ingresos por facturación de tarifa de acceso	-70.118	3.014.132
	120.139	60.069
Otros ingresos	0	0
Ingresos facturados por régimen especial		0
TOTAL INGRESOS BRUTOS	50.020	3.074.201
CUOTAS		50.957
Compensación insulares y extrapeninsulares		-1.040
Operador del Sistema		-98
Operador del Mercado		0
Tasa de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia		3.526
Moratoria nuclear (sobre los ingresos regulados)		-1.149
Fondo para la financiación de activid. Plan General Residuos Radiactivos		24
Recargo para recuperar el déficit de ingresos generado en el 2005		49.694
Cuota compensación por int.y reg.especial		0
Costes transición a la competencia		0
Costes asociados al stock estratégico de combustible nuclear		0
TOTAL INGRESOS NETOS		3.023.245
Coste energía en el mercado cons. a tarifa	0	0
Costes por compras/ventas OMIP/CESUR		0
Coste régimen especial		1.037.744
TOTAL COSTE ENERGIA	0	1.037.744
IMPORTE A LIQUIDAR ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS		1.985.501
Coste ejecución sentencias		29.203.370
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores		-14
Ingresos debidos a inspecciones		14.716
Diferencias		-27.203.168

Fuente: CNMC

4. Análisis de la cobertura de los costes

Dado que en la Liquidación provisional 3/2018 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 2/2018.

El Coeficiente de Cobertura en esta liquidación provisional nº 3 se ha situado en un **68,66%** y se aplica a cada uno de los costes reconocidos para determinar los costes a pagar con cargo a la liquidación (véase Cuadro 4).

Cuadro 4. Coeficiente de cobertura

LIQUIDACIÓN DE LAS ACTIVIDADES Y COSTES REGULADOS

Año 2018

Desde Enero

Hasta Marzo

Formulario C

Nº liquidación 3

COEFICIENTE DE COBERTURA (CC) (EUROS)

INGRESOS Y COSTES NO AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA

INGRESOS

Ingresos Brutos a Peajes	2.737.734.502,37
Cuotas a Peajes	-58.996.656,43
Ingresos Orden ITC/1659/2009	2.549.455,54
Ingresos Demanda de Interrumpibilidad	5.139.032,78
Ingresos Pagos por Capacidad	199.528.592,62
Ingresos del Tesoro	111.540.095,36
Pagos Liquidación provisional n+1	-24.075.834,59
Ingresos Liquidaciones Definitivas Años Anteriores	-14,23
Ingresos debidos a Inspecciones	14.715,55
TOTAL INGRESOS (A)	2.973.433.888,97

COSTES NO AFECTADOS POR CC

Coste del Régimen Especial sin C.C	1.037.743,69
Correcciones de medidas (anterior a 2014)	-358.790,82
Déficit Segunda Subasta	23.596.380,00
Anualidad Déficit 2013	69.440.252,55
Fondo de Titulización del Déficit	381.870.094,50
Coste Ejecución Sentencias	29.203.369,95
TOTAL COSTES NO AFECTADOS POR CC (B)	504.789.049,87

TOTAL INGRESOS MENOS COSTES NO AFECTADOS POR CC (A-B) 2.468.644.839,10

COSTES AFECTADOS POR EL COEFICIENTE DE COBERTURA

Transporte	427.499.458,25
Distribución	1.293.542.152,31
Retribución Especifica Sistema Peninsular	1.725.595.115,19
Retribución Adicional Sistemas No Peninsulares	39.013.251,87
Retribución Especifica Sistemas No Peninsulares	18.013.453,50
Demanda de Interrumpibilidad	2.090.505,73
Coste Pagos por Capacidad	89.673.052,44

TOTAL COSTES AFECTADOS POR CC (C) 3.595.426.989,29

COEFICIENTE DE COBERTURA ((A-B)/C)

0,686606861008042

Fuente: CNMC

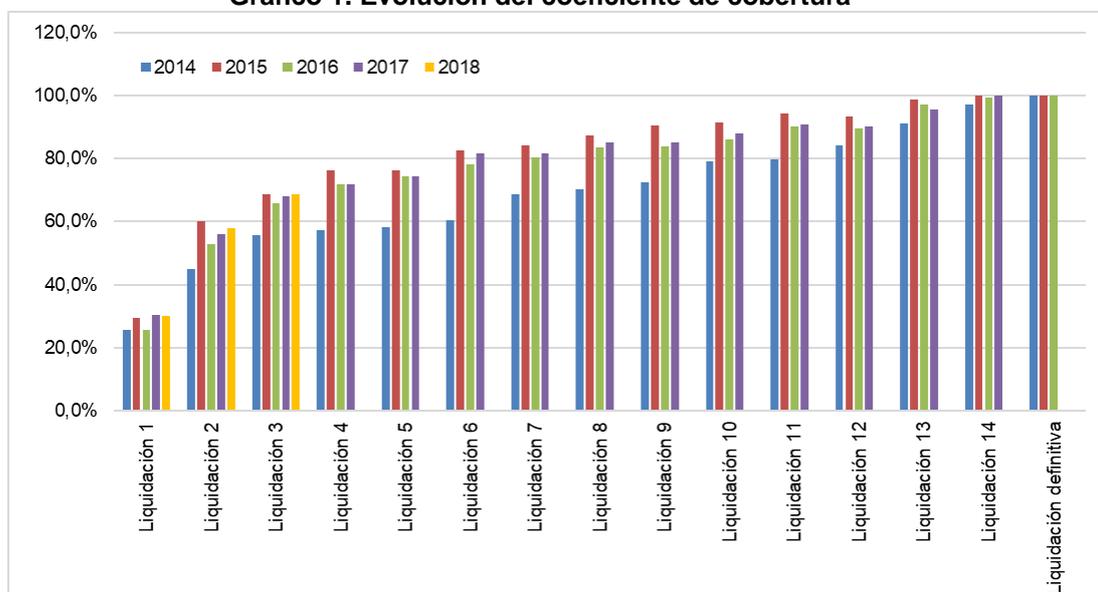
Se indica que, dado que el Coeficiente de Cobertura se define como la relación entre los costes que se pueden realmente pagar con los ingresos disponibles y los que se deberían pagar con cargo a las liquidaciones provisionales, cuanto mayor sean los ingresos en cada liquidación mayor será el coeficiente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

Respecto a los ingresos se indica, por una parte, que los ingresos por peajes de acceso correspondientes a un mes sólo pueden considerarse definitivos cuando se hayan facturado ese mes y los dos meses siguientes y, por otra parte, que en los primeros meses del año los ingresos del Tesoro por la aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética son reducidos debido a los diferentes devengos del impuesto.

Respecto de los costes cabe señalar que, con carácter general, se liquidan en doce partes iguales¹.

En conclusión, teniendo en cuenta, que las empresas facturan los peajes de acceso con un decalaje respecto al consumo, que en los primeros meses del año no se producen ingresos por la mencionada Ley 15/2012 y la diferente estacionalidad de ingresos y costes, el coeficiente de cobertura se va incrementando en las sucesivas liquidaciones.

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de cobertura



Fuente: CNMC

¹ Únicamente se periodifican aquellos costes regulados cuyo importe depende de la estacionalidad de la demanda.

5. Análisis de los desvíos

En el Cuadro 5 se muestra la previsión del desajuste para el ejercicio 2018, en términos anuales de la Orden ETU/1282/2017 (+4,07 M€), la previsión del desajuste para el ejercicio 2018 debidamente laminada (-1.440,8 M€) y el desajuste que resulta de la Liquidación 3/2018 (-1.102,7 M€).

Como se ha mencionado, un ejercicio con suficiencia tarifaria, como el previsto en la Orden ETU/1282/2017, 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 2018 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 -1.440,8 M€.

En la Liquidación 3/2018 el desajuste registrado es inferior en 338,1 M€ al esperado para esta liquidación, debido, fundamentalmente, a la menor retribución adicional y específica de los Sistemas no peninsulares (-150,7 M€), la menor retribución RECORE peninsular (-61,9 M€) y la menor retribución de la actividad de la distribución (-75,3 M€).

Cuadro 5. Desajuste de la previsión anual y desajustes de la Liquidación provisional 3/2018

	PREVISIÓN 2018 Orden ETU/1282/2017	Previsión de Liquidación 3/2018	Liquidación 3/2018
Costes regulados (miles €) (A)	17.408.336	4.222.954	3.951.456
Costes de acceso	17.999.102	4.337.371	4.039.248
Otros costes regulados (1)	-590.766	-114.417	-87.792
Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	14.002.943	2.670.637	2.737.208
% sobre costes regulados	80%	63%	69%
Otros ingresos (miles €) (C)	3.409.463	111.540	111.540
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.959.463	49.260	49.260
Ingresos subastas CO2	450.000	62.280	62.280
% otros ingresos sobre costes regulados	20%	3%	3%
Desajuste (miles €) [(B) + (C)] - (A)	4.070	-1.440.777	-1.102.708
% sobre los costes regulados (2)	0,023%	34%	28%

Fuente: CNMC (Liquidación 3/2018 y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017)
 (1) Incluye el saldo de los pagos por capacidad y regularización de ejercicios anteriores a 2018.
 (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/1282/2017. 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.

6. Previsión del consumo nacional

El consumo nacional puede ser abastecido bien a través de la red de transporte o distribución bien autogenerado por el propio consumidor. En términos del Real Decreto 900/2015, se denomina **demanda** a la energía eléctrica recibida de la red de transporte o distribución y **autoconsumo** al consumo proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o de un productor con el que se comparten instalaciones de conexión a la red o conectados a través de una línea directa.

Se indica que según la Memoria que acompañó a la propuesta de Orden ETU/1282/2017, en 2018 la totalidad del consumo nacional del ejercicio 2018 es suministrado a través de la red de transporte o distribución.

El consumo nacional registrado en la Liquidación provisional 3/2018 asciende a 44.779 GWh, de los cuales 44.631 GWh proceden de las redes de transporte y distribución y 148 GWh corresponden a autoconsumo.

En los epígrafes siguientes se realiza un análisis de los desvíos de la demanda en barras de central, la demanda en consumo y el autoconsumo respecto de los implícitos en la Orden ETU/1282/2017.

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

La demanda nacional en b.c. prevista para el ejercicio 2018 según el escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017 asciende a 267.890 GWh, lo que supondría una disminución del 0,09% respecto de la demanda nacional en b.c. registrada en 2017 (268.140 GWh), inferior a la tasa de

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 2015, 2016 y 2017).

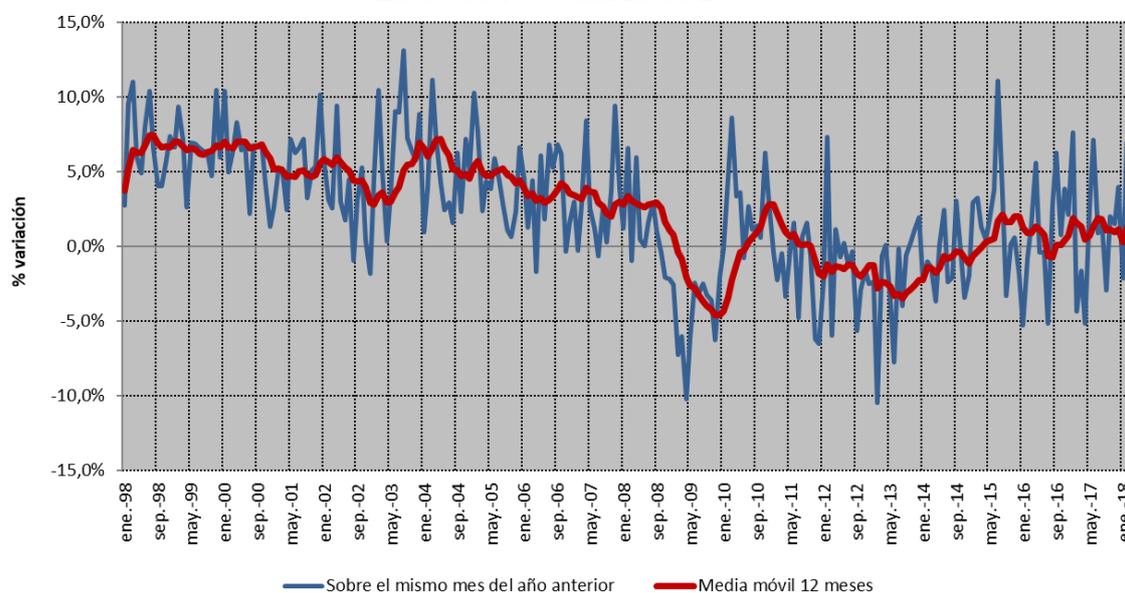
variación de los últimos doce meses registrada a abril de 2018 (2,56 %) (véanse Cuadro 6 y Gráfico 2).

Cuadro 6. 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	
	2016	2017	2018	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17	17 s/ 16	18 s/ 17
Enero	22.643	24.372	23.853	7,64	-2,13	7,64	-2,13	1,85	0,29
Febrero	21.966	21.006	22.536	-4,37	7,28	1,72	2,23	1,55	1,22
Marzo	22.679	22.309	23.351	-1,63	4,67	0,59	3,03	1,29	1,76
Abril	21.069	19.987	21.088	-5,14	5,51	-0,77	3,60	0,45	2,56
Mayo	20.940	21.490		2,63		-0,12		0,69	
Junio	21.525	23.056		7,11		1,07		1,31	
Julio	23.680	23.889		0,88		1,04		1,89	
Agosto	22.949	23.366		1,82		1,14		1,81	
Septiembre	22.203	21.549		-2,94		0,69		1,06	
Octubre	21.130	21.553		2,00		0,81		1,16	
Noviembre	21.806	22.133		1,50		0,87		0,98	
Diciembre	22.536	23.430		3,96		1,14		1,14	
Anual	265.127	268.140	90.828						

Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y Balance de Energía para 2018.

Gráfico 2. Evolución mensual de la demanda nacional en b.c. Tasas de variación (%). Enero de 1998- marzo de 2018



Fuente: REE, Series estadísticas del sistema eléctrico español y Balance de Energía para 2018.

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 abril de 2018 registró un aumento del 2,54%, la del Sistema Balear el 4,61%, la del Sistema Canario el 1,98% y la del Sistema Melillense 2,74%. Por el contrario, en el Sistema Ceutí fue del -0,40%.

La tasa de variación de los últimos doce meses (mayo 2017- abril 2018) corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de la demanda en b.c. del sistema peninsular es del 2,0%, la del sistema balear del 2,5% y la del sistema canario del 1,7%. No se dispone de la demanda en b.c. corregida de los efectos de laboralidad y temperatura de los sistemas de Ceuta y Melilla.

Según la información publicada en la web de REE sobre previsiones mensuales del Operador del Sistema (disponible en <http://www.esios.ree.es/web-publica/>) la demanda en b.c. del sistema peninsular prevista para 2018 ascendería a 255.200 GWh, superior en 0,97% a la registrada para el ejercicio 2017. Se observa que la tasa de variación de la demanda peninsular en b.c. prevista por el operador del sistema para 2018 es superior a la tasa de variación que resulta de comparar la demanda nacional en b.c. prevista en la Orden ETU/1282/2017³ y la demanda registrada en 2017 (-0,09%) (véase Cuadro 7).

Cuadro 7. Previsión mensual del Sistema de Información del Operador del Sistema (esios) para 2018 de la demanda en b.c. peninsular

Mes	GWh	2018	
		% Variación s/mismo mes año anterior	% Variación s/últimos 12 meses
Enero	22.622	-2,11	0,20
Febrero	21.287	6,91	1,13
Marzo	22.111	4,65	1,66
Abril	19.908	5,71	2,54
Mayo	20.131	-0,55	2,29
Junio	20.202	-6,94	1,09
Julio	22.092	-1,38	0,90
Agosto	22.049	1,10	0,86
Septiembre	20.844	3,11	1,36
Octubre	20.462	1,04	1,28
Noviembre	20.903	-0,23	1,15
Diciembre	22.590	1,84	0,97
Anual	255.200		0,97

Fuente: REE, esios

Nota: previsión mensual sombreada en naranja.

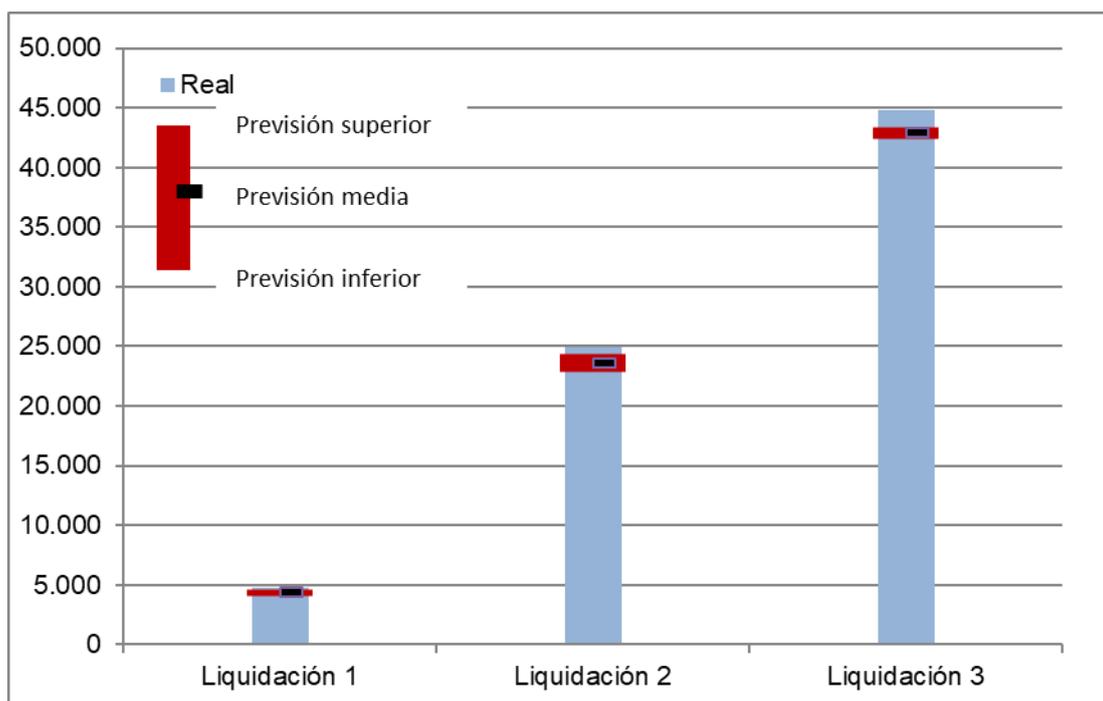
³ La Memoria que acompañó a la propuesta de Orden no aporta información de la demanda en b.c. desagregada por subsistema.

6.2. Previsión de la demanda en consumo

La demanda nacional en consumo⁴ registrada en la Liquidación provisional 3/2018 asciende a 44.779 GWh, cifra un 4,3% superior al valor promedio registrado en la Liquidación 3 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores⁵.

Cabe señalar que la demanda en consumo declarada en la Liquidación 3/2018 representaría el 18,5% de la demanda prevista para el ejercicio 2018, valor superior al promedio registrado en el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2015 a 2017 (17,8%).

Gráfico 3. Comparación de la demanda en consumo (GWh) registrada en la Liquidación 3/2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

⁴ La demanda nacional en consumo incluye la energía suministrada a través de la red de transporte y el autoconsumo

⁵ 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 2015, 2016 y 2017.

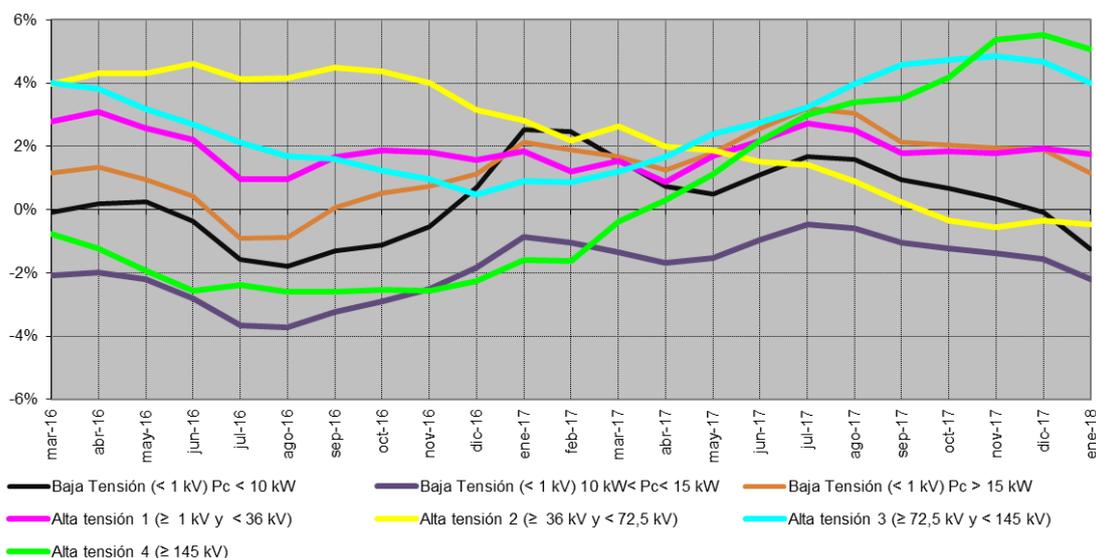
La información disponible en la Liquidación 3/2018 no es significativa para valorar la evolución de la demanda en consumo por grupo de peajes de acceso. Al respecto cabe señalar que existe un decalaje de dos meses entre el momento del consumo y su facturación, por ello en la Liquidación 3 (consumo facturado entre el 1 y el 31 de marzo) se dispone de la totalidad del consumo registrado hasta diciembre del año anterior. No obstante, a título informativo, en el Cuadro 8 y el Gráfico 4 se muestra la evolución de la demanda en consumo desagregado por nivel de tensión hasta enero de 2018, 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 inferior a 10 kW, la de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 10 kW e inferior o igual a 15 kW, y los consumidores conectados en alta tensión 2 (redes con tensión mayor o igual a 36 kV y menor a 72,5 kV).

**Cuadro 8. 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					
2017	febrero	2,5%	-1,0%	1,9%	1,2%	2,2%	0,9%	-1,6%	1,3%
	marzo	1,6%	-1,3%	1,7%	1,5%	2,6%	1,2%	-0,4%	1,3%
	abril	0,7%	-1,7%	1,3%	0,9%	2,0%	1,7%	0,3%	0,9%
	mayo	0,5%	-1,5%	1,8%	1,7%	1,9%	2,4%	1,1%	1,3%
	junio	1,1%	-0,9%	2,5%	2,2%	1,5%	2,8%	2,2%	1,8%
	julio	1,7%	-0,5%	3,2%	2,7%	1,4%	3,2%	3,0%	2,3%
	agosto	1,6%	-0,6%	3,0%	2,5%	0,9%	4,0%	3,4%	2,3%
	septiembre	0,9%	-1,0%	2,1%	1,8%	0,2%	4,6%	3,5%	1,7%
	octubre	0,7%	-1,2%	2,0%	1,9%	-0,4%	4,7%	4,2%	1,6%
	noviembre	0,3%	-1,4%	2,0%	1,8%	-0,5%	4,8%	5,4%	1,6%
	diciembre	-0,1%	-1,6%	1,9%	1,9%	-0,3%	4,7%	5,5%	1,6%
	2018	enero	-1,2%	-2,2%	1,1%	1,7%	-0,5%	4,0%	5,1%

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 9 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 presenta tasas móviles negativas excepto los conectados en alta tensión NT3 y NT4 (redes con tensión superior o igual a 72,5 kV).

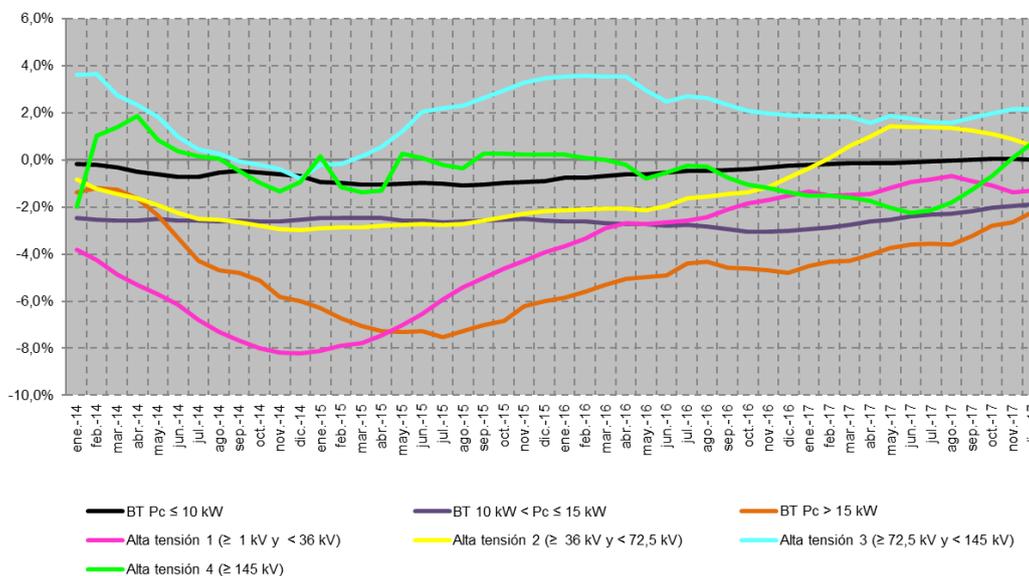
Cuadro 9. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.

Año	Mes	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1	Alta tensión 2	Alta tensión 3	Alta tensión 4	TOTAL
		Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW	(≥ 1 kV y < 36 kV)	(≥ 36 kV y < 72,5 kV)	(≥ 72,5 kV y < 145 kV)	(≥ 145 kV)	
2017	febrero	-0,2%	-2,4%	-3,6%	-1,5%	1,4%	1,8%	-2,2%	-0,9%
	marzo	-0,1%	-2,3%	-3,5%	-1,5%	1,4%	1,6%	-2,1%	-0,8%
	abril	-0,1%	-2,3%	-3,6%	-1,4%	1,3%	1,6%	-1,8%	-0,8%
	mayo	-0,1%	-2,2%	-3,2%	-1,2%	1,2%	1,8%	-1,3%	-0,7%
	junio	-0,1%	-2,0%	-2,8%	-0,9%	1,1%	2,0%	-0,7%	-0,6%
	julio	-0,1%	-2,0%	-2,6%	-0,8%	0,9%	2,2%	0,1%	-0,5%
	agosto	0,0%	-1,9%	-2,2%	-0,7%	0,6%	2,2%	0,7%	-0,4%
	septiembre	0,0%	-1,9%	-2,3%	-0,9%	0,1%	2,0%	1,1%	-0,4%
	octubre	0,0%	-1,8%	-2,4%	-1,1%	-0,5%	1,8%	1,3%	-0,5%
	noviembre	0,0%	-1,8%	-2,3%	-1,4%	-1,6%	1,4%	1,4%	-0,5%
	diciembre	0,0%	-1,8%	-2,2%	-1,3%	-2,0%	1,4%	1,9%	-0,5%
	2018	enero	0,0%	-1,9%	-2,4%	-1,4%	-2,5%	0,6%	2,4%

Fuente: CNMC

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

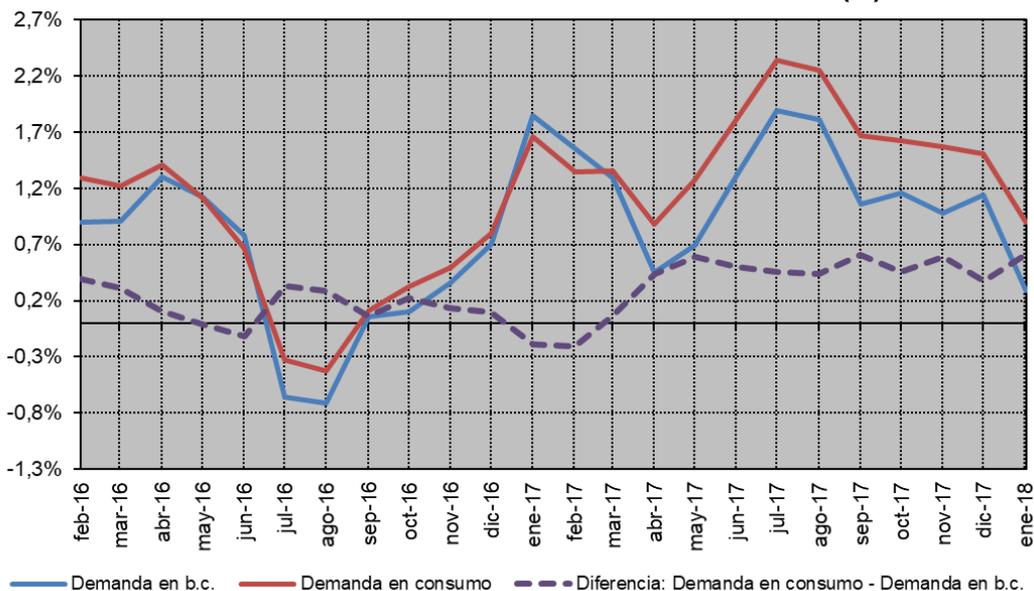
Gráfico 5. Evolución mensual de la potencia facturada nacional por nivel de tensión. Tasa de variación anual media de 12 meses.



Fuente: CNMC

En el gráfico siguiente se compara la evolución de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central y de la demanda en consumo. Se observa que desde marzo de 2017 la demanda en consumo registra tasas de variación superiores a las de la demanda en barras de central.

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

6.3. Previsión del autoconsumo

Como se ha indicado, según la Memoria que acompañó a la Orden ETU/1282/2017 todo el consumo nacional sería suministrado a través de las redes de transporte o distribución, siendo nula la previsión de autoconsumo.

Según la información disponible en la Base de datos de Liquidaciones del sector eléctrico, en la Liquidación 3/2018 estaban acogidos a autoconsumo 351 suministros, cuyo consumo en la Liquidación 3/2018 alcanzó 260,1 GWh, de los cuales el 43% (112,4 GW) fue suministrado a través de la red y el 57% (147,7 GWh) se corresponde con autoconsumo (véase Cuadro 10).

Cuadro 10. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 3/2018

Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Consumo acumulado Liquidación 3/2018 (MWh)		
		Demanda de la red	Autoconsumo	Total
Baja tensión	176	1.746	351	176
2.0 A	34	40	17	34
2.0 DHA	55	112	29	55
2.0 DHS	4	5	1	4
2.1 A	5	8	5	5
2.1 DHA	14	40	9	14
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	64	1.541	290	64
Alta tensión	176	110.630	147.380	258.010
3.1.A	79	2.625	640	3.264
6.1 A	65	38.891	57.280	96.172
6.1 B	5	2.439	6.583	9.021
6.2	27	19.496	76.528	96.024
6.3	-	-	-	-
6.4	1	47.179	6.350	53.529
Total	351	112.376	147.731	260.107

Fuente: Base de datos SINCRO

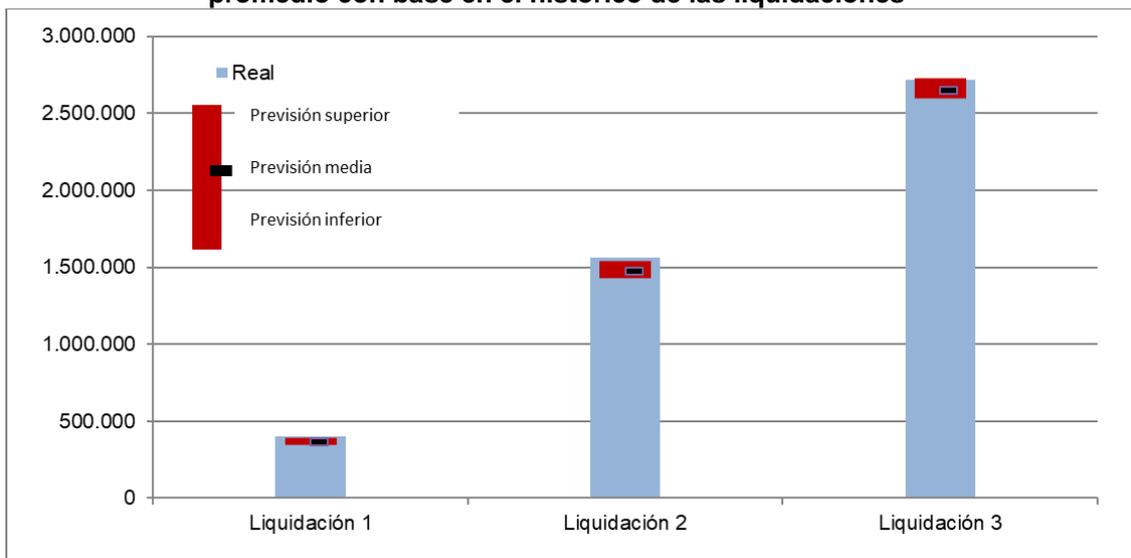
7. Previsión de los ingresos por peajes de acceso.

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

Los ingresos por peajes de acceso de consumidores registrados en la Liquidación 3/2018 ascendieron a 2.713,3 M€, cifra un 2,6% superior al valor

promedio registrado en la Liquidación 3 respecto de la liquidación 14 de ejercicios anteriores (véase Gráfico 7).

Gráfico 7. Comparación de los ingresos por peajes de acceso de consumidores (miles €) registrados en la liquidación provisional 3 de 2018 respecto de la previsión de liquidación 3. 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

Del mismo modo que se indicó respecto de la demanda en consumo, los ingresos por peajes de acceso declarados en la Liquidación 3/2018 representan, aproximadamente, el 19,6% de los ingresos previstos para la liquidación provisional 14.

Finalmente, a efectos informativos en el Cuadro 11 se muestra la facturación por peajes de acceso y cargos de los consumidores acogidos a autoconsumo, según la información registrada en la Liquidación 3/2018.

Cuadro 11. Nº de suministros y consumo de los consumidores acogidos a autoconsumo. Liquidación 3/2018

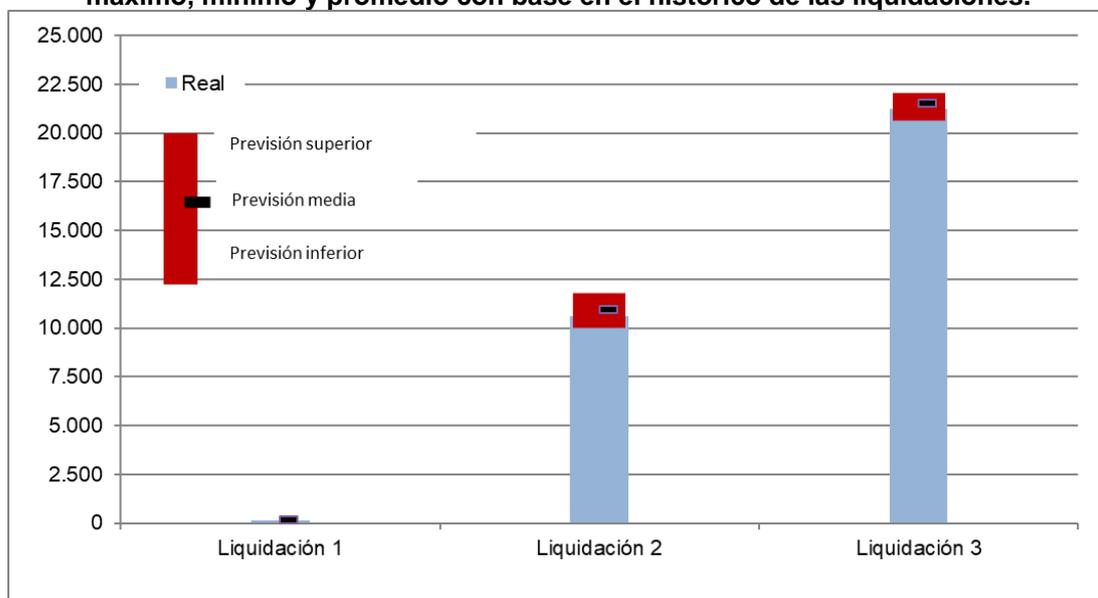
Grupo tarifario	Nº suministros promedio	Facturación acumulada Liquidación 3/2018 (€)		
		Peajes de acceso	Cargos	Total
Baja tensión	176	79.849	5.495	85.344
2.0 A	34	3.339	525	3.864
2.0 DHA	55	5.792	403	6.195
2.0 DHS	4	267	4	272
2.1 A	5	836	285	1.121
2.1 DHA	14	2.723	342	3.065
2.1 DHS	-	-	-	-
3.0	64	66.893	3.936	70.828
Alta tensión	176	3.530.435	109.551	3.639.986
3.1.A	79	178.935	6.531	185.465
6.1 A	65	1.950.615	81.548	2.032.163
6.1 B	5	165.771	7.116	172.887
6.2	27	799.890	14.357	814.247
6.3	-	-	-	-
6.4	1	435.224	0	435.224
Total	351	3.610.284	115.047	3.725.330

Fuente: Base de datos SINCRO

7.2. Previsión de ingresos por peajes de los generadores

Los ingresos declarados en la Liquidación 3/2018 por este concepto ascienden a 21,3 M€, cifra inferior en un 1,1% al promedio de la liquidación 3 de los años 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 8. Comparación de los ingresos (miles €) por peajes de acceso de generadores (miles €) registrados en la Liquidación 3/2018 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.

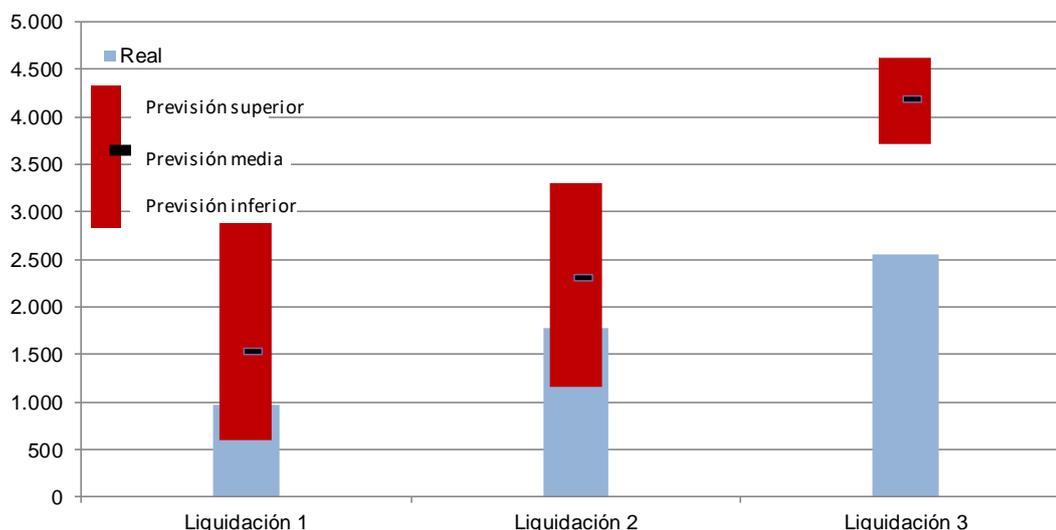


Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

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

En la Liquidación 3/2018 se han declarado 2,6 M€ en concepto de ingresos derivados de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014, importe que estaría por debajo del valor medio definido (-39,2%), teniendo en cuenta el histórico de las liquidaciones de los ejercicios 2015, 2016 y 2017.

Gráfico 9. Comparación de los ingresos (miles €) por aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 registrados en la Liquidación 3/2018 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 3 con base en el histórico de las liquidaciones



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

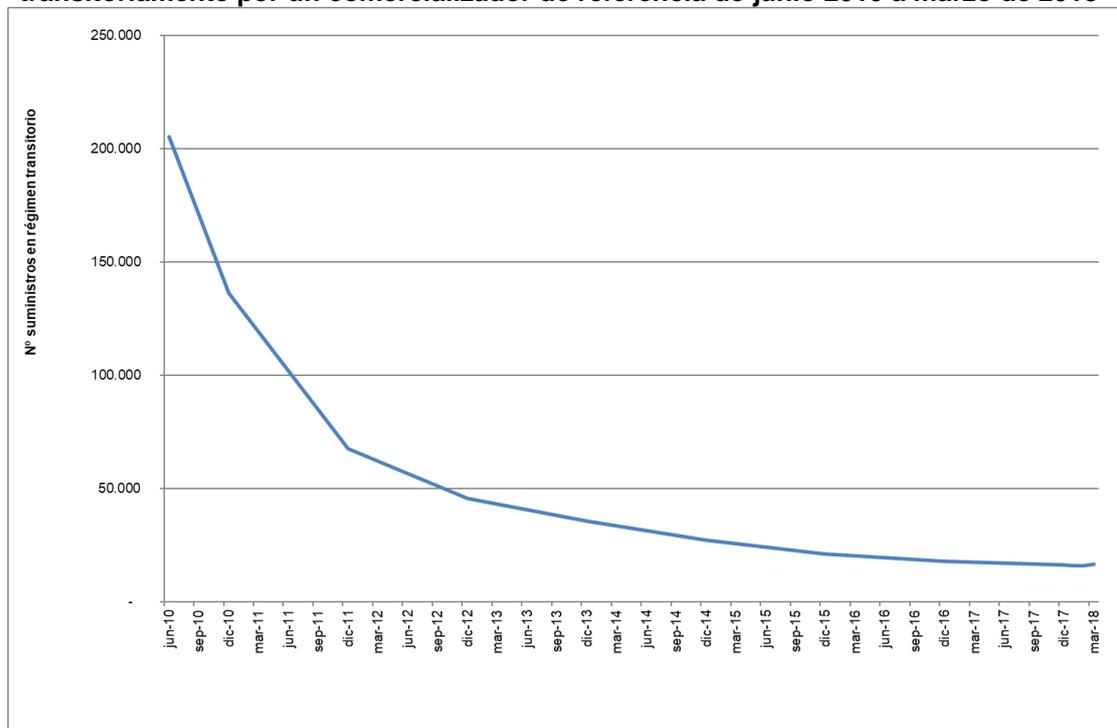
A efectos informativos en el Cuadro 12 y el Gráfico 10 se muestra la evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC que transitoriamente son suministrados por un comercializador de último recurso.

Cuadro 12. Evolución del número de clientes sin derecho a TUR/PVPC suministrados transitoriamente por un comercializador de referencia desagregado por tipo de consumidor. Junio 2010 – marzo 2018

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
dic-17	94	68	142	1.760	464	1.877	84	11.782	-	-	16.271
ene-18	67	72	143	1.917	454	1.832	77	11.470	-	-	16.032
feb-18	66	76	229	1.967	460	1.822	76	11.414	-	-	16.110

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 marzo de 2018



Fuente: CNMC

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

En la Liquidación provisional 3/2018 se han registrado 115.540,1 miles de € de ingresos por aplicación de la Ley 15/2012. Los ingresos acumulados por este concepto suponen el 3,3% del importe previsto para el ejercicio 2018 (3.409,5 M€) en la Orden ETU/1282/2017 (véase Cuadro 13).

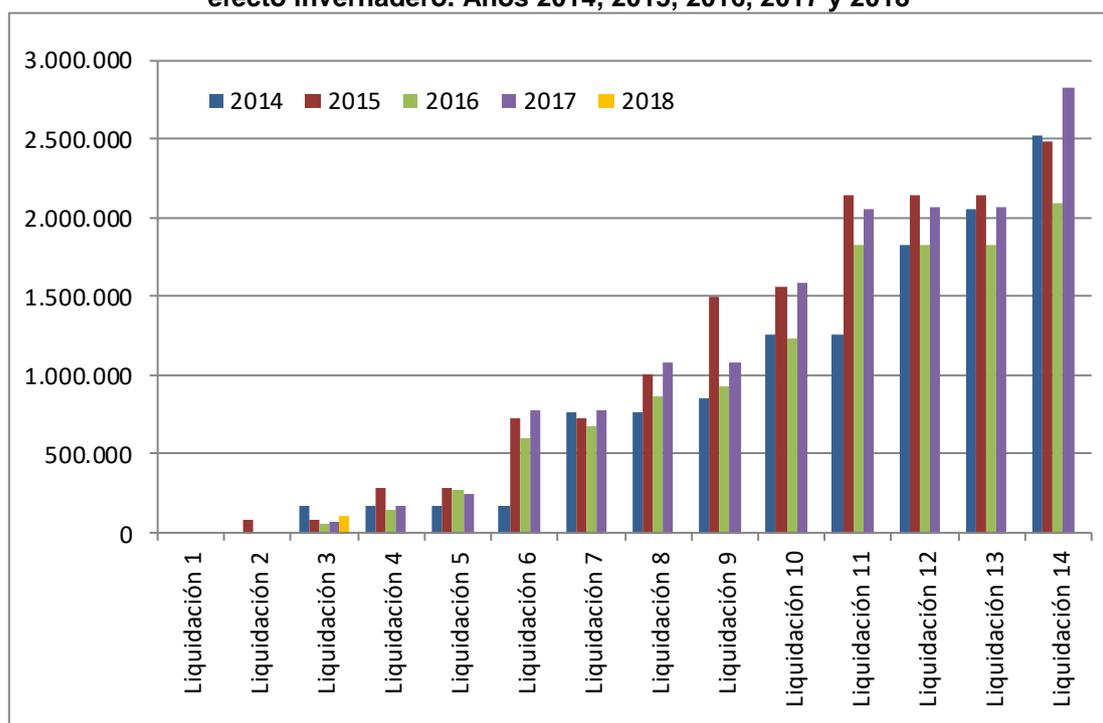
Cuadro 13. Ingresos por aplicación de la Ley 15/2012 y por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Liquidación	Tributos y cánones	Canon hidráulico	Modificación tarifa impuesto especial hidrocarburos	Subastas derechos de emisión (90 % recaudado)	TOTAL (€)
Liquidación 1/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 2/2018	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Liquidación 3/2018	0,00	0,00	49.260.239,63	62.279.855,73	111.540.095,36
TOTAL	0,00	0,00	49.260.239,63	62.279.855,73	111.540.095,36

Fuente: CNMC

A efectos informativos, 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, 2017 y 2018.

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, 2017 y 2018



Fuente: CNMC (Liquidaciones del sector eléctrico 2014, 2015, 2016, 2017 y 2018).

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 3/2018: 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 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/1282/2017, independientemente de la fuente de financiación.

8.1. Retribución del transporte y la distribución

La Disposición transitoria tercera de la Orden ETU/1282/2017 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 5.174.362 miles de € de la retribución del transporte y la distribución respectivamente.

No obstante, según el escándalo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017, la retribución del transporte asciende a 1.743.230 miles de € y la retribución a la distribución a 5.475.194 miles de €.

En consecuencia, en la Liquidación 3/2018 se registra un desvío respecto de la previsión en la retribución de las actividades de transporte y distribución.

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

Cuadro 14. Resultado de la liquidación provisional 3 de 2018 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	5.195	2.121	100,0	5.189	2.119	99,8	6	2	0,2
SOLAR FV	4.610	580	207,8	4.370	545	198,0	240	35	9,9
SOLAR TE	2.299	228	101,5	2.299	228	101,5	-	-	-
EÓLICA	22.624	7.553	123,1	22.434	7.507	122,2	190	46	1,0
HIDRÁULICA	1.548	609	7,0	1.548	609	7,0	-	-	0,0
BIOMASA	638	245	21,9	635	244	21,8	3	1	0,1
RESIDUOS	730	296	10,8	653	273	9,7	77	23	1,0
TRAT.RESIDUOS	471	205	14,5	471	205	14,5	-	-	-
OTRAS TECNOLOGÍAS	5	-	0,02	5	-	0,02	-	-	-
TOTAL	38.120	11.837	586,7	37.604	11.730	574,6	516	107	12,1

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 3/2018 se liquida con cargo al sector eléctrico la totalidad de la retribución específica peninsular (1.725,6 M€) y el 50% de la retribución específica no peninsular (18,0 M€).

La retribución RECORE peninsular registrada en la Liquidación provisional 3/2018 es inferior en un 3,5% al valor previsto para esta liquidación (1.787,5 M€). La Memoria que acompañó a la Orden ETU/1282/2017 no proporciona información sobre la retribución RECORE de los sistemas no peninsulares, por lo que no es posible analizar el desvío.

8.3. Anualidades del déficit de actividades reguladas

En la Liquidación 3/2018 se incluye el impacto de las emisiones 76^a, 77^a y 78^a de FADE, cuyo importe total se destinará íntegramente a la refinanciación de los vencimientos futuros de los bonos emitidos por FADE. Como consecuencia de estas emisiones, se producirá un ahorro en los costes del sistema eléctrico en 2018 al reducirse la anualidad a pagar a FADE en 2018.

La anualidad correspondiente a FADE tras las emisiones registradas hasta la Liquidación 3/2018 asciende a 2.118.754.158,27 € cifra inferior en 49,6 M€ a la incluida en la Orden ETU/1282/2017 (2 168.381.731 €). Como

consecuencia de lo anterior, en la Liquidación 3/2018 se registra un desvío de -3 M€ en la anualidad correspondiente al fondo de titulización.

8.4. Coste del servicio de interrumpibilidad

En la liquidación 3/2018 se han incluido 2,1 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.

Adicionalmente, cabe señalar que en la liquidación 3/2018 se ha registrado un ingreso de 5,1 M€ por la diferencia entre el coste asociado al servicio de interrumpibilidad prestado por los proveedores del servicio en los sistemas no peninsulares (SNP) y los ingresos que resultan de aplicar a la demanda de los SNP el mismo coste de la energía del mercado del sistema peninsular⁶.

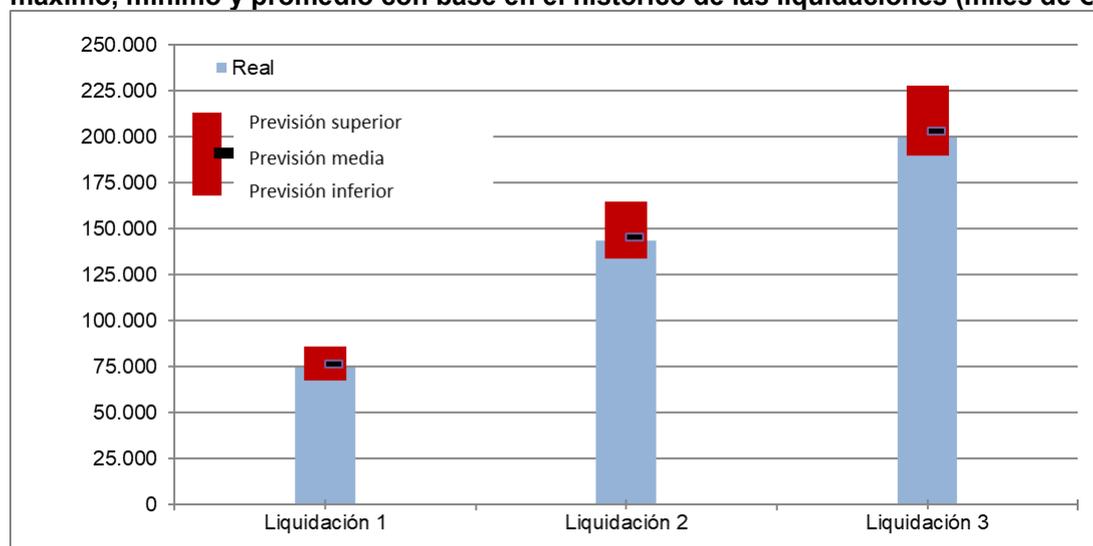
8.5. Coste de los pagos por capacidad

El coste de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación provisional 3/2018 asciende a 89,7 M€, cifra superior en 1,6 M€ al valor previsto para la Liquidación 3/2018.

Por otra parte, los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la Liquidación 3/2018 (199,5 M€) han resultado un 1,5% inferiores al valor medio esperado de la Liquidación 3 de ejercicios anteriores, teniendo en cuenta el histórico de liquidaciones (véase Gráfico 12).

⁶ Para más información véase Informe de seguimiento de la Liquidación 13/2015.

Gráfico 12. Comparación de los ingresos para la financiación de los pagos por capacidad registrados en la liquidación provisional 3 de 2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

Por último, el saldo de los pagos por capacidad registrado en la Liquidación 3/2018 asciende a 109,9 M€. Para mayor información en el Cuadro 15 se muestra la desagregación del saldo de los pagos por capacidad según el Informe de liquidación del Operador del Sistema peninsular del mes de marzo de 2018.

Cuadro 15. 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 (€)
abr-17	44.933.164	18.633.822	13.961.088	12.338.255
may-17	47.857.168	18.954.988	14.426.458	14.475.722
jun-17	63.045.925	18.185.505	13.823.489	31.036.932
jul-17	72.204.041	18.594.946	14.280.253	39.328.842
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	47.008.773	18.594.946	14.280.253	14.133.574
nov-17	52.014.800	17.860.456	13.819.599	20.334.745
dic-17	69.688.829	18.192.747	14.021.611	37.474.470
ene-18	74.242.869	17.935.824	13.007.143	43.299.902
feb-18	69.007.908	16.200.099	11.876.309	40.931.501
mar-18	56.277.818	17.504.908	13.148.770	25.624.137

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 marzo de 2018. 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 1.028 GWh en este mes, con un coste total provisional de 134.106.924,25 euros. De esta cantidad, 70.993.652,99 euros corresponden a la compensación extrapeninsular. No se registró producción de COTESA (Cogeneración de Tenerife, S.A.).

Cuadro 16. Detalle sobre la producción y costes reconocidos y su reparto por cada SNP correspondientes a marzo de 2018

SENP	Producción medida (MWh)	Coste total reconocido (€)	Importe coste variable (€)	Importe garantía de potencia (€)	Liquidación de REE (€)	Régimen retributivo adicional (€)
Baleares	338.458,39	36.661.980,08	23.363.123,67	13.298.856,41	22.378.456,29	14.283.523,79
Canarias (UNELCO)	654.226,49	89.717.083,18	70.703.818,87	19.013.264,31	38.543.457,28	51.173.625,90
Canarias (COTESA)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Canarias (GORONA)	1.610,39	583.178,12	25.073,67	558.104,45	53.960,28	529.217,84
Ceuta	17.586,78	3.763.801,62	2.135.087,67	1.628.713,95	1.131.122,33	2.632.679,29
Melilla	15.655,62	3.380.881,25	2.006.178,60	1.374.702,65	1.006.275,08	2.374.606,17
Total	1.027.537,67	134.106.924,25	98.233.282,48	35.873.641,77	63.113.271,26	70.993.652,99

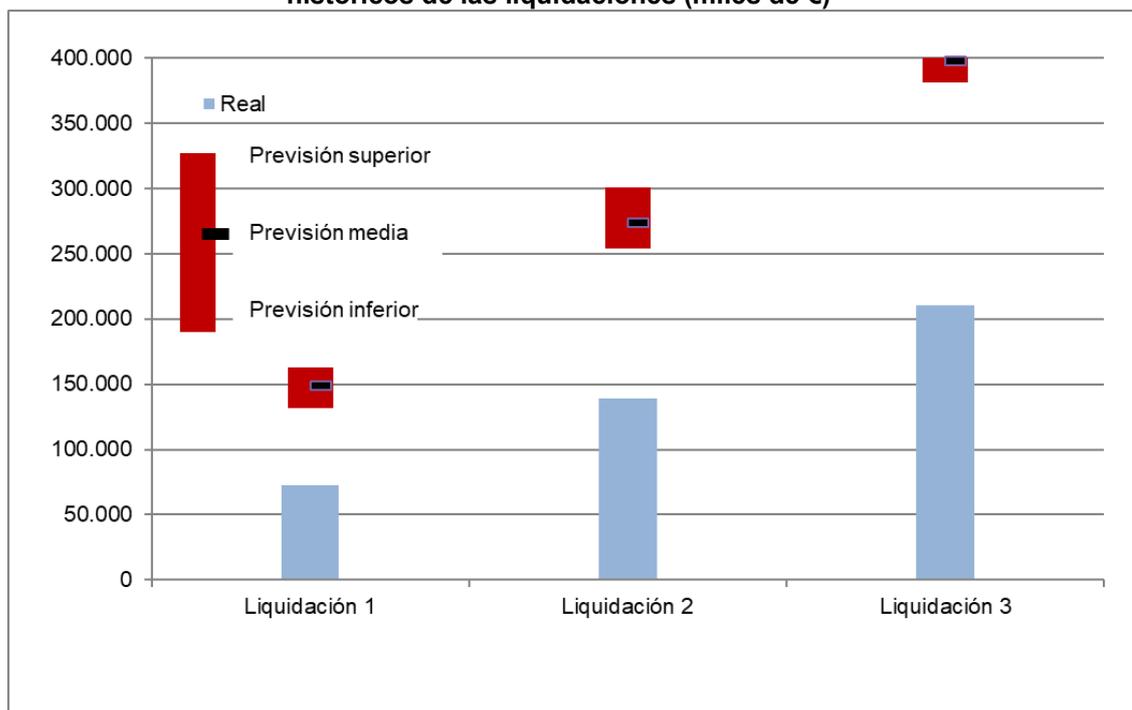
Fuente: Operador del Sistema

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. Se indica que según el escandallo de costes de la Orden ETU/1282/2017, 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/1282/2017 (1.560,1 M€) el 50% de la retribución específica de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular prevista por la CNMC (67 M€)⁷.

Bajo estas premisas, la retribución adicional de los SNP registrada en la liquidación 3/2018 se situaría por debajo (-47,1%) del valor medio del intervalo de variación previsto para esta la Liquidación.

⁷ Informe disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/1880908_3.pdf

Gráfico 13. Evolución del coste total de la compensación extrapeninsular mensualmente. Liquidación provisional 3 de 2018 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 2015, 2016, 2017 y 2018) y escandallo que acompaña a la Orden ETU/1282/2017.

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 2015, 2016 y 2017. En el cuadro inferior se muestra la previsión anual de la Orden ETU/1282/2017 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 cuya laminación se establece conforme al Anexo I del RD 437/2010.

Cuadro 17. Periodificación de la demanda, ingresos y costes de la Orden ETU/1282/2017

Previsión anual:	241.568	13.859.943	131.000	12.000	20.807	139	282.127	682.550	780.077
------------------	---------	------------	---------	--------	--------	-----	---------	---------	---------

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%	2,6%	0,1%	12,9%	2,6%	2,6%	2,6%	11,1%	10,0%
Liquidación 2	9,7%	10,6%	8,3%	19,2%	10,6%	10,6%	10,6%	21,3%	18,3%
Liquidación 3	17,8%	19,1%	16,4%	35,0%	19,1%	19,1%	19,1%	29,7%	26,6%
Liquidación 4	25,9%	27,1%	24,9%	41,7%	27,1%	27,1%	27,1%	36,9%	34,7%
Liquidación 5	33,8%	35,1%	32,9%	48,0%	35,1%	35,1%	35,1%	44,2%	43,1%
Liquidación 6	42,0%	43,0%	40,2%	57,1%	43,0%	43,0%	43,0%	53,5%	51,5%
Liquidación 7	50,5%	51,5%	48,6%	66,1%	51,5%	51,5%	51,5%	65,0%	59,3%
Liquidación 8	59,6%	60,8%	57,3%	75,4%	60,8%	60,8%	60,8%	71,2%	68,3%
Liquidación 9	68,2%	69,0%	65,7%	83,7%	69,0%	69,0%	69,0%	77,7%	76,7%
Liquidación 10	76,6%	77,2%	73,4%	88,9%	77,2%	77,2%	77,2%	84,0%	85,2%
Liquidación 11	84,8%	85,1%	81,5%	95,0%	85,1%	85,1%	85,1%	91,0%	92,9%
Liquidación 12	93,0%	93,2%	89,7%	100,0%	93,2%	93,2%	93,2%	100,0%	100,0%
Liquidación 13	99,6%	99,5%	98,9%	100,0%	99,5%	99,5%	99,5%	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	4.317	360.950	133	1.544	542	4	7.347	75.960	77.979
Liquidación 2	23.544	1.470.061	10.924	2.305	2.207	15	29.924	145.182	142.942
Liquidación 3	42.926	2.644.941	21.502	4.194	3.971	27	53.839	202.532	207.754
Liquidación 4	62.685	3.759.971	32.653	5.000	5.645	38	76.536	251.790	270.825
Liquidación 5	81.707	4.859.625	43.058	5.758	7.295	49	98.920	301.818	336.333
Liquidación 6	101.414	5.956.319	52.640	6.854	8.942	60	121.244	365.170	401.568
Liquidación 7	122.060	7.137.760	63.652	7.929	10.715	72	145.293	443.803	462.376
Liquidación 8	144.003	8.423.095	75.033	9.042	12.645	84	171.457	485.724	532.656
Liquidación 9	164.848	9.570.094	86.100	10.038	14.367	96	194.804	530.654	598.549
Liquidación 10	184.929	10.695.536	96.207	10.665	16.056	107	217.713	573.576	664.727
Liquidación 11	204.747	11.800.987	106.757	11.395	17.716	118	240.216	620.993	725.016
Liquidación 12	224.638	12.921.519	117.445	12.000	19.398	130	263.025	682.550	780.077
Liquidación 13	240.622	13.784.480	129.527	12.001	20.694	138	280.591	682.550	780.077
Liquidación 14	241.568	13.859.943	131.000	12.000	20.807	139	282.127	682.550	780.077

Fuente: Liquidaciones provisionales de los ejercicios 2015, 2016 y 2017

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 2015, 2016 y 2017.

