

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA SECRETARIA DE ESTADO DE ENERGÍA LA MEJOR PREVISIÓN DE LA LIQUIDACIÓN DEFINITIVA DEL EJERCICIO 2019 DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Expediente núm.: INF/DE/022/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a. María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz
D. Mariano Bacigalupo Saggese
D. Bernardo Lorenzo Almendros
D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo

En Madrid, a 10 de marzo de 2020

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe en respuesta a la solicitud de la Secretaria de Estado de Energía sobre la mejor previsión de la liquidación definitiva del sistema eléctrico para 2019. Este informe se aprueba en ejercicio de las competencias consultivas de la CNMC en el proceso de elaboración de normas que afecten a su ámbito de competencias en los sectores sometidos a su supervisión, en aplicación de los artículos 5.2.a), 5.3 y 7, de creación de la CNMC.

1. Antecedentes

El pasado 12 de febrero se recibió escrito de la Secretaria de Estado de Energía solicitando la mejor previsión de cierre de la liquidación definitiva del ejercicio 2019, a efectos de la tramitación de la orden a la que se refiere el artículo 7 de la Orden TEC/1366/2018, de 20 de diciembre, por la que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica para 2019.

En particular, el citado artículo establece que, conforme a la disposición adicional primera del Real Decreto Ley 15/2018, de 5 de octubre, se destinará un importe procedente del superávit de ingresos del sistema eléctrico para cubrir el desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema que pudieran surgir en el año 2018 y 2019 y que dicho importe será el estrictamente necesario para cubrir el desajuste temporal entre ingresos y costes del sistema y la cuantía concreta.

Para responder a la citada solicitud, esta Comisión dispone de la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas y de la información que solicita a los agentes para la elaboración del preceptivo informe sobre la propuesta de peajes de acceso.

En particular, la CNMC solicitó, el pasado mes de julio, al Operador de Sistema (OS) la previsión de la demanda en barras de central (b.c.) y el balance de energía para el cierre de 2019 y 2020 y, por otra parte, a las empresas distribuidoras información relativa a las previsiones sobre el número de clientes, consumos y potencias, desagregadas por grupo tarifario, para el cierre de 2019 y 2020.

Asimismo, solicitó información sobre las instalaciones de transporte y distribución, el coste de generación en los sistemas extrapeninsulares, el coste de servicio de interrumpibilidad y los pagos por capacidad.

2. Previsiones de demanda, ingresos y costes regulados para el cierre del ejercicio 2019

2.1. Previsión de demanda

La previsión de la demanda en b.c. y las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2019 se corresponden con la contenida en el Anexo I de la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020,

A continuación se resumen el escenario de demanda en b.c. y las variables de facturación previstas para el cierre del ejercicio 2019, para mayor información sobre las hipótesis consideradas se remite al citado Anexo I.

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2018, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre de 2018-octubre 2019) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2019. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 265.956 GWh, inferior en un 1,1% a la demanda en b.c. registrada en 2018 (268.894 GWh) y en un 0,8% a la demanda registrada en los últimos doce meses (264.898 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2019 se explica, fundamentalmente, por la reducción de la demanda en b.c. del sistema peninsular, parcialmente compensado por el ligero aumento de la demanda en el resto de subsistemas.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2018, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para el cierre de 2019

Sistema	2018 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2018- oct 2019)			Previsión CNMC de cierre 2019	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 19 respecto 18
Peninsular	253.576	249.533	-1,6%	-2,0%	250.614	-1,2%
No peninsular	15.318	15.365	0,3%	-0,2%	15.342	0,2%
Baleares	6.054	6.100	0,8%	0,0%	6.061	0,1%
Canarias	8.844	8.845	0,0%	-0,3%	8.859	0,2%
Ceuta	207	207	-0,3%	-0,1%	208	0,3%
Melilla	213	213	-0,2%	-0,4%	214	0,6%
Total Nacional	268.894	264.898	-1,5%	-1,87%	265.956	-1,1%

Fuente: OS y CNMC

En el Cuadro 2 se resume el escenario de demanda en consumo de la CNMC, desagregado por subsistema y peaje de acceso para el cierre de 2019. Se estima que en 2019 el consumo disminuirá un 1,1% en el sistema peninsular respecto del registrado en 2018 y aumentará en el resto de los sistemas. En particular, la demanda en consumo aumentará un 20,1% en el sistema balear, un 0,2% en sistema canario, un 0,3% en el sistema ceutí y un 0,6% en el sistema melillense.

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2019
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2018 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.773	4.144	4.940	125	137	113.120
2.0 A	47.134	1.553	2.272	63	72	51.095
2.0 A DHA	15.769	593	568	0	1	16.932
2.0 A DHS	41	1	1	-	0	43
2.1 A	4.369	196	296	5	8	4.875
2.1 A DHA	3.312	122	136	0	1	3.572
2.1 A DHS	10	0	1	-	-	11
3.0 A	33.136	1.678	1.667	56	54	36.592
Media tensión	71.579	1.370	3.229	65	68	76.312
3.1 A	14.818	439	729	12	18	16.016
6.1 A	51.579	931	2.500	53	51	55.114
6.1 B	5.182	-	-	-	-	5.182
Alta tensión	53.578	98	118	-	-	53.794
6.2	17.627	98	118	-	-	17.843
6.3	10.517	-	-	-	-	10.517
6.4 (1)	25.435	-	-	-	-	25.435
Total	228.931	5.612	8.288	190	205	243.227

	Previsión de cierre 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.003	4.175	4.920	126	138	112.362
2.0 A	39.757	1.119	1.734	64	72	42.745
2.0 A DHA	22.016	1.018	1.047	0	1	24.083
2.0 A DHS	60	4	5	-	0	70
2.1 A	3.736	173	268	5	8	4.191
2.1 A DHA	3.858	152	166	0	1	4.178
2.1 A DHS	14	0	1	-	-	15
3.0 A	33.562	1.709	1.700	56	55	37.081
Media tensión	65.183	1.349	3.260	65	69	69.926
3.1 A	13.686	443	716	12	18	14.875
6.1 A	51.497	906	2.545	53	51	55.051
6.1 B	-	-	-	-	-	-
Alta tensión	58.071	94	121	-	-	58.287
6.2	24.435	94	121	-	-	24.650
6.3	10.574	-	-	-	-	10.574
6.4 (1)	23.063	-	0	-	-	23.063
Total	226.258	5.619	8.302	191	206	240.576

	% variación 2019 sobre 2018					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-0,7%	0,8%	-0,4%	0,3%	0,6%	-0,7%
2.0 A	-15,7%	-28,0%	-23,7%	0,3%	0,6%	-16,3%
2.0 A DHA	39,6%	71,8%	84,2%	0,4%	17,1%	42,2%
2.0 A DHS	45,8%	400,0%	396,4%	-	-27,4%	61,0%
2.1 A	-14,5%	-11,7%	-9,3%	0,3%	-1,8%	-14,0%
2.1 A DHA	16,5%	24,2%	22,0%	0,1%	4,5%	17,0%
2.1 A DHS	31,9%	4,7%	-5,0%	-	-	29,0%
3.0 A	1,3%	1,8%	2,0%	0,3%	0,6%	1,3%
Media tensión	-8,9%	-1,5%	1,0%	0,3%	0,5%	-8,4%
3.1 A	-7,6%	1,0%	-1,9%	0,3%	2,0%	-7,1%
6.1 A	-0,2%	-2,7%	1,8%	0,3%	0,0%	-0,1%
6.1 B	-100,0%	-	-	-	-	-100,0%
Alta tensión	8,4%	-3,7%	2,6%	-	-	8,4%
6.2	38,6%	-3,7%	2,5%	-	-	38,2%
6.3	0,5%	-	-	-	-	0,5%
6.4 (1)	-9,3%	-	-	-	-	-9,3%
Total	-1,2%	0,1%	0,2%	0,3%	0,6%	-1,1%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2019. En línea con la última información disponible, se estima que la demanda de los consumidores se reducirá respecto de la registrada en 2018 en todos los grupos tarifarios con la excepción de la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW acogidos a peajes con discriminación horaria, los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW y los consumidores conectados a alta tensión acogidos a los peajes 6.2 y 6.3. Adicionalmente, cabe señalar el movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

Respecto de las potencias contratadas por periodo, se estima que se mantendrá la tendencia decreciente observada, con la excepción de la potencia contratada por los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW acogidos a peajes con discriminación horaria y los consumidores alta tensión acogidos a los peajes 6.2 y 6.3.

Cuadro 3. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2019. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2017						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2017						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.276.888	144.258	143.251	21.400	21.421				72.096	32.275	8.749				113.120
2.0 A	22.988.241	91.817	91.817						51.095						51.095
2.0 A DHA	4.686.638	21.843	21.843						7.310	9.621					16.932
2.0 A DHS	6.861	35	35						15	13	16				43
2.1 A	592.780	7.276	7.276						4.875						4.875
2.1 A DHA	234.419	2.876	2.876						1.389	2.183					3.572
2.1 A DHS	791	10	10						4	4	3				11
3.0 A	767.157	20.402	19.395	21.400	21.421				7.408	20.455	8.729				36.592
Media tensión	109.482	19.773	18.710	19.719	20.737	13.320	13.471	19.564	8.564	13.240	9.919	5.987	8.274	30.328	76.312
3.1 A	88.377	6.308	5.912	6.671	7.523				3.293	6.484	6.239				16.016
6.1 A	19.915	12.269	11.675	11.868	12.028	12.125	12.262	17.876	4.826	6.159	3.349	5.443	7.510	27.827	55.114
6.1 B	1.190	1.197	1.123	1.181	1.185	1.195	1.209	1.688	445	597	331	544	764	2.500	5.182
Alta tensión	2.743	9.383	8.596	9.024	9.261	9.495	9.685	11.941	3.559	5.030	2.684	4.563	6.466	31.493	53.794
6.2	1.646	3.238	3.083	3.188	3.232	3.249	3.271	4.240	1.316	1.799	952	1.588	2.195	9.993	17.843
6.3	429	1.854	1.720	1.821	1.841	1.918	1.946	2.440	700	980	520	888	1.270	6.159	10.517
6.4 (1)	668	4.290	3.794	4.015	4.208	4.328	4.468	5.261	1.543	2.251	1.211	2.087	3.001	15.341	25.435
Total	29.389.113	173.413	170.558	50.143	51.438	22.815	23.156	31.505	84.219	50.546	21.352	10.549	14.740	61.820	243.227

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2018						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2018						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	29.432.768	143.931	143.256	20.642	20.222				66.573	36.909	8.880				112.362
2.0 A	20.198.468	79.967	79.967						42.745						42.745
2.0 A DHA	7.622.162	34.020	34.020						10.479	13.604					24.083
2.0 A DHS	10.228	50	50						24	20	26				70
2.1 A	523.914	6.444	6.444						4.191						4.191
2.1 A DHA	297.188	3.639	3.639						1.625	2.552					4.178
2.1 A DHS	894	11	11						5	5	4				15
3.0 A	779.914	19.799	19.124	20.642	20.222				7.504	20.728	8.850				37.081
Media tensión	106.802	18.089	17.101	18.057	19.042	12.005	12.142	17.785	7.922	12.169	9.185	5.431	7.483	27.737	69.926
3.1 A	86.911	5.934	5.537	6.303	7.128				3.011	6.021	5.843				14.875
6.1 A	19.892	12.155	11.564	11.754	11.914	12.005	12.142	17.785	4.911	6.148	3.342	5.431	7.483	27.737	55.051
6.1 B															
Alta tensión	4.572	10.117	9.285	9.725	9.914	10.187	10.398	13.517	4.193	5.806	3.438	4.949	6.962	32.940	58.287
6.2	3.483	4.826	4.579	4.755	4.779	4.832	4.878	6.498	2.118	2.814	1.818	2.157	2.995	12.748	24.650
6.3	421	1.949	1.836	1.932	1.946	1.972	2.002	2.517	699	978	525	897	1.277	6.198	10.574
6.4 (1)	668	3.341	2.870	3.037	3.188	3.382	3.518	4.502	1.375	2.014	1.095	1.895	2.690	13.993	23.063
Total	29.544.142	172.137	169.642	48.423	49.178	22.192	22.540	31.302	78.688	54.883	21.503	10.379	14.445	60.677	240.576

% variación 2019 sobre 2018															
	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
Baja tensión	0,5%	-0,2%	0,0%	-3,5%	-5,6%				-7,7%	14,4%	1,5%				-0,7%
2.0 A	-12,1%	-12,9%	-12,9%						-16,3%						-16,3%
2.0 A DHA	62,6%	55,8%	55,8%						43,3%	41,4%					42,2%
2.0 A DHS	49,1%	43,3%	43,3%						62,6%	59,3%	61,0%				61,0%
2.1 A	-11,6%	-11,4%	-11,4%						-14,0%						-14,0%
2.1 A DHA	26,8%	26,5%	26,5%						17,0%	16,9%					17,0%
2.1 A DHS	13,0%	11,2%	11,2%						27,9%	26,7%	32,8%				29,0%
3.0 A	1,7%	-3,0%	-1,4%	-3,5%	-5,6%				1,3%	1,3%	1,4%				1,3%
Media tensión	-2,4%	-8,5%	-8,6%	-8,4%	-8,2%	-9,9%	-9,9%	-9,1%	-7,5%	-8,1%	-7,4%	-9,3%	-9,6%	-8,5%	-8,4%
3.1 A	-1,7%	-5,9%	-6,3%	-5,5%	-5,2%				-8,6%	-7,1%	-6,3%				-7,1%
6.1 A	-0,1%	-0,9%	-1,0%	-1,0%	-0,9%	-1,0%	-1,0%	-0,5%	1,8%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,4%	-0,3%	-0,1%
6.1 B															
Alta tensión	66,7%	7,8%	8,0%	7,8%	6,8%	7,3%	7,4%	13,2%	17,8%	15,4%	28,1%	8,5%	7,7%	4,6%	8,4%
6.2	111,6%	49,0%	48,5%	49,2%	47,9%	48,7%	49,1%	53,3%	61,0%	56,4%	90,9%	35,9%	36,4%	27,6%	38,2%
6.3	-1,8%	5,1%	6,7%	6,1%	5,7%	2,8%	2,9%	3,1%	-0,2%	-0,2%	0,8%	1,0%	0,6%	0,6%	0,5%
6.4 (1)	0,0%	-22,1%	-24,3%	-24,3%	-24,2%	-21,8%	-21,3%	-14,4%	-10,9%	-10,5%	-9,6%	-9,2%	-10,4%	-8,8%	-9,3%
Total	0,5%	-0,7%	-0,5%	-3,4%	-4,4%	-2,7%	-2,7%	-0,6%	-6,6%	8,6%	0,7%	-1,6%	-2,0%	-1,8%	-1,1%

Fuente: CNMC y SINCRO
(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

2.2. Previsión de ingresos regulados

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso y cargos establecidos en la Orden ETU/1366/2018 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2019 ascienden a 13.018 M€ (véase Cuadro 4). Se indica que, en la estimación se ha considerado que todos los consumidores conectados a redes de tensión comprendida entre 30 kV y 36 kV se acogen al peaje 6.2.

Cuadro 4. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2019

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden ETU/1366/2018 (miles €)
Baja tensión	112.362	9.801.778
2.0 A	42.745	4.924.167
2.0 DHA	24.083	1.974.201
2.0 DHS	70	3.447
2.1 A	4.191	526.820
2.1 DHA	4.178	316.593
2.1 DHS	15	989
3.0 A	37.081	2.055.559
Media tensión	69.926	2.501.334
3.1 A	14.875	782.877
6.1 A	55.051	1.718.457
Alta tensión	58.287	714.524
6.2	24.650	401.418
6.3	10.574	139.242
6.4 (1)	23.063	173.864
Total	240.576	13.017.635

Fuente: CNMC, Orden ETU/1366/2018

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva¹ (122 M€), los ingresos por excesos de potencia² (159 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores³ (129 M€), los ingresos que

¹ La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (enero-diciembre 2019), con la información disponible correspondiente a la Liquidación 13/2019.

² La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (enero-diciembre 2019), con la información disponible correspondiente a la Liquidación 13/2019.

³ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se estiman aplicando 0,5 €/MWh a la previsión de demanda en b.c. del ejercicio 2019, teniendo en cuenta los intercambios internacionales.

resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 15 M€), los ingresos por fraude⁴ (10 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (9 M€)⁵, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (6,2 M€)⁶ y las rentas de gestión de congestión (86,2 M€)⁷.

Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2019, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.553,7 M€ (véase Cuadro 5).

Cuadro 5. Ingresos totales de acceso previstos en la Orden ETU/1366/2018 para el ejercicio 2019 e ingresos de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2018

	Ingresos de acceso peajes Orden ETU/1366/2018 (miles €) (A)	Previsión CNMC de ingresos de acceso peajes para el cierre de 2019 (miles €) (B)	Diferencia (A) - (B)
Ingresos por peajes de consumidores	13.246.638	13.298.535	51.897
Facturación de peajes	13.102.323	13.017.635	- 84.687
Facturación energía reactiva		121.819	121.819
Facturación excesos de potencia	144.315	159.080	14.765
Ingresos por peajes de generadores	131.680	128.987	- 2.693
Ingresos de conexiones internacionales	155.600	101.403	- 54.197
Ingresos por exportaciones	n.d.	8.963	
Ingresos acuerdo ETSO	n.d.	6.233	
Rentas de gestión de restricciones	n.d.	86.207	
Ingresos de clientes en régimen transitorio	10.746	14.998	4.252
Ingresos por fraude	11.461	9.735	- 1.726
Total ingresos de acceso	13.556.125	13.553.658	- 2.467

Fuente: CNMC y Orden ETU/1366/2018

Por otra parte, se estiman en 2.515,7 M€ los ingresos externos a los peajes, 1.868,3 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 647,4 M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, conforme a la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de

⁴ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en 2018.

⁵ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real de las variables registradas el periodo enero-diciembre de 2019, según información de la base de datos de liquidaciones.

⁶ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre diciembre de 2018 y noviembre de 2019, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

⁷ Como mejor previsión de las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2019 se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre diciembre de 2018 y noviembre de 2019, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

medidas fiscales para la sostenibilidad energética. Se indica, que en la estimación se han tenido en cuenta las modificaciones introducidas en el Real Decreto-ley 15/2018.

Cuadro 6. Ingresos externos a peajes previstos en la Orden ETU/1366/2018 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2019

	Previsión anual 2019 Orden ETU/1366/2018 (A)	Previsión CNMC cierre 2019 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	2.530.264	1.868.303	- 661.961
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	<i>n.d.</i>	1.085.923	
<i>Impuesto nuclear</i>	<i>n.d.</i>	284.639	
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	<i>n.d.</i>	9.619	
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	<i>n.d.</i>	193.673	
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	<i>n.d.</i>	66.060	
<i>Impuesto carbón</i>	<i>n.d.</i>	228.389	
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	750.000	647.359	- 102.641
TOTAL	3.280.264	2.515.662	- 764.602

Fuente: CNMC, Orden ETU/1366/2018 y Real Decreto-ley 15/2018

Al respecto cabe señalar que, el Real Decreto-ley 25/2018, de 21 de diciembre, de medidas urgentes para una transición justa de la minería del carbón y el desarrollo sostenible de las comarcas mineras, establece en la disposición transitoria quinta que con efectos exclusivos para 2019 se podrá ampliar hasta 1.000 M€ los ingresos procedentes de los derechos de emisión para financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos a fomento de energías renovables.

Finalmente, cabe señalar que, conforme a la Disposición adicional septuagésima de la Ley 6/2018, de 3 de julio, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2018, el Ministerio de Transición Ecológica (antes Ministerio de Energía Turismo y Agenda Digital) se ha transferido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia crédito por importe de 43 M€ para hacer frente a la supresión del peaje 6.1 B.

En el Cuadro 7 se comparan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema previstos para el cierre del ejercicio 2019 según la Orden ETU/1366/2018 y los previstos por la CNMC.

Cuadro 7. Ingresos totales previstos en la Orden ETU/1366/2018 para 2019 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2019, considerando los cambios introducidos en el Real Decreto-ley 15/2018

Ingresos de regulados (miles €)	Previsión anual 2019 Orden ETU/1366/2018 [1]	Previsión CNMC cierre 2019 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.556.125	13.553.658	- 2.467	0,0%
Ingresos por peajes de consumidores	13.246.638	13.298.535	51.897	0,4%
Ingresos por peajes a generadores	131.680	128.987	- 2.693	-2,0%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	10.746	14.998	4.252	39,6%
Ingresos por fraude	11.461	9.735	- 1.726	-15,1%
Ingresos de conexiones internacionales	155.600	101.403	- 54.197	-34,8%
Ingresos externos a peajes (B)	3.280.264	2.558.960	- 761.304	-22,0%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.530.264	1.868.303	- 661.961	-26,2%
Ingresos subastas CO ₂	750.000	647.359	- 102.641	-13,7%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	40.000	43.298	3.298	
Total ingresos regulados (A) + (B)	16.836.389	16.112.618	- 723.770	-4,3%

Fuente: CNMC, Orden ETU/1366/2018 y Real Decreto-ley 15/2018

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso resultan similares a los previstos en la Orden ETU/1366/2018, debido a que los menores ingresos por peajes de acceso de consumidores y generadores han sido compensados por los ingresos derivados de la facturación por energía reactiva, tras la modificación introducida en el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

Por el contrario, los ingresos externos a peajes previstos para el cierre del ejercicio resultan un 22% inferiores (761 M€) a los previstos en la Orden ETU/1366/2018, incluyendo el impacto de la supresión del peaje 6.1 B. En particular, los ingresos procedentes de los tributos se estiman inferiores en 662 M€ y los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de CO₂ se estiman 103 M€ inferiores a los previstas para el ejercicio en la Orden ETU/1366/2018, respectivamente.

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2019 resultan 723 M€ inferiores a los previstos en la Orden ETU/1366/2018.

2.3. Previsión de costes regulados

En el Cuadro 8 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2019, según información que acompaña a la Orden ETU/1366/2018 y la previsión de cierre del ejercicio con la última información disponible por la CNMC.

Respecto de los costes de acceso, se estima que resulten un 0,9% (-168,3 M€) inferiores a los previstos en la Orden ETU/1366/2018, motivado, principalmente, por la menor retribución prevista para las actividades de transporte (-37,7 M€) y retribución (-113,2 M€), las instalaciones de generación RECORE peninsular (-59,1 M€) y la menor anualidad de FADE (-36,0 M€), parcialmente compensada por el incremento de la retribución adicional de los sistemas no peninsulares (76 M€), respecto de las inicialmente previstas.

Por otra parte, se estima que el saldo de los pagos por capacidad previstos para el cierre del ejercicio 2019 sean un 3,7% (-18,9 M€) inferior a los previstos en la Orden ETU/1366/2018, debido principalmente a la menor demanda esperada respecto de previsión inicial.

En consecuencia, los costes regulados del ejercicio previstos para el cierre de 2019 resultan 150 M€ inferiores a los inicialmente previstos en la Orden ETU/1366/2018.

Cuadro 8. Comparación de los costes regulados en la Orden ETU/1366/2018 y los previstos por la CNMC para el cierre de 2019.

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden TEC/1366/2018 [1]	Previsión CNMC cierre 2019 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución transporte	1.702.153	1.664.488	- 37.665	-2,2%
Retribución distribución	5.454.500	5.341.348	- 113.152	-2,1%
Retribución RECORE peninsular	7.095.411	7.036.338	- 59.073	-0,8%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	729.665	806.011	76.346	10,5%
Retribución adicional	n.d.	726.054		
Retribución específica	n.d.	79.957		
Servicio de interrupibilidad	7.570	8.765	1.195	15,8%
Cuotas	20.275	20.311	36	0,2%
Tasa CNMC	20.141	20.177	36	0,2%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	134	135	1	0,4%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.740.108	2.704.121	- 35.987	-1,3%
Costes de acceso (A)	17.749.682	17.581.382	- 168.300	-0,9%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 517.676	- 498.775	18.901	-3,7%
Ingresos Pagos por capacidad	676.682	657.771	- 18.911	-2,8%
Coste Pagos por Capacidad	159.006	158.996	- 10	0,0%
Incentivo a la inversión	n.d.	158.996		
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	-		
Total costes regulados ejercicio 2019 (A) + (B)	17.232.006	17.082.607	- 149.399	-0,9%

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1366/2018 y escandallo que le acompaña.

A continuación se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los de la Orden ETU/1366/2018, así como las hipótesis implícitas en la previsión de cierre del ejercicio.

- *Retribución del transporte*

La retribución del transporte prevista para el ejercicio 2019 se corresponde con la contenida en el *“Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la Metodología del Real Decreto 1047/2013”* aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 23 de octubre de 2018.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución prevista para el ejercicio 2019 se corresponde con la contenida en *“Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la Metodología del Real Decreto 1048/2013”* aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 18 de diciembre de 2018.

- *Retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos (RECORE)*

Se estima en 7.116 M€ la retribución específica de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos prevista para el cierre del ejercicio 2019. Se indica que 7.036 M€ se corresponde con la retribución específica de las instalaciones localizadas en el sistema peninsular y 80,0 M€ se corresponde con el 50% de la retribución de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular.

Respecto de la previsión de retribución regulada para el cierre del año 2019, se indica que se han mantenido los parámetros retributivos vigentes, con la excepción de las actualizaciones correspondientes a la retribución a la operación (Ro) de aquellas instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible⁸.

Asimismo, se indica que en la previsión de cierre del año 2019 se ha tenido en cuenta el impacto económico incluido en la memoria de la *‘Propuesta de orden por la que se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019 como consecuencia de la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y se revisan los valores de la retribución a la*

⁸ A la fecha de redacción de este documento está aún pendiente la publicación de la *‘Orden por la que se establecen los valores de la retribución a la operación correspondientes al segundo semestre natural del año 2019.*

operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019 y, en consecuencia, se ha minorado la retribución a la inversión (Ri) en 133 millones y la retribución a la operación (Ro) en 251 millones de euros.

Por otra parte, los proyectos adjudicatarios de las convocatorias de subastas para nuevas instalaciones renovables habidas hasta la fecha, en función de la convocatoria en que fueron adjudicados tienen diversos plazos para cumplir con los requisitos necesarios para la inscripción en el registro de régimen retributivo específico en estado de explotación, pero en ningún caso estos plazos expiran antes del 31 de diciembre de 2019. Se ha considerado que en general agotan el mencionado plazo.

Por último, se han tenido en cuenta las instalaciones puestas en marcha al amparo de la disposición adicional sexta ('Instalaciones eólicas en el Sistema Eléctrico Canario') de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto⁹, y de conformidad con la disposición transitoria duodécima ('Mecanismo de otorgamiento de régimen retributivo específico para instalaciones renovables en los sistemas eléctricos no peninsulares').

- *Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares (SNP)*

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2019 alcanzará 1.452 M€, de cuyo importe el 50% (726 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

En coherencia con las previsiones de la CNMC de la demanda en b.c y de la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el cierre del ejercicio 2019, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c a partir de instalaciones 'categoría A' en los TNP durante 2019 alcance los 11,85 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 2.117.498 miles de € (costes fijos 465.055 miles € y costes variables 1.652.443 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-octubre de 2019 y las previsiones para el periodo noviembre-diciembre de dicho año que figuran en el documento «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2019 y previsión de 2020 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*» elaborado por el citado operador, una vez escalada la demanda estimada por el OS a la estimada por la CNMC y tenido en cuenta el incremento de precio que han experimentado los derechos de emisión en el año 2019.

⁹ Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.652.443 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación (1.523.791 miles €) y ii) por otro lado, los peajes de acceso a la producción, los pagos para la financiación del OS, el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica del 7% calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional séptima¹⁰ del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre y, en su caso, los impuestos especiales sobre el carbón de conformidad con lo disposición final primera del Real Decreto-Ley 15/2018, conceptos que conjuntamente ascenderían a 128.652 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2019 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 665.391 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 231.587 miles € correspondientes a Baleares, 411.281 miles € a Canarias y 22.523 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2019 es igual a 48,91 €/MWh, el cual ha sido obtenido con los precios medios aritméticos mensuales publicados por OMIE entre enero y octubre de 2019 y de los precios base de los futuros publicados por OMIP entre noviembre y diciembre de 2018. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2018 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 58,28 €/MWh en Baleares, 55,07 €/MWh en Canarias y 54,84 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2019 asciende a 1.452.107 miles €, (384.538 miles € correspondientes a Baleares, 982.789 miles € a Canarias y 84.780 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.117.498 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 665.391 miles €.

El siguiente cuadro recoge para los sistemas eléctricos de Baleares, Canarias y Ceuta y Melilla, la producción medida en GWh, el coste total de generación en miles de euros (desglosado en costes fijos y costes variables), los ingresos

¹⁰ La Disposición adicional séptima (`Determinación de la base imponible y del importe de los pagos fraccionados del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica durante el ejercicio 2019´) dispone que «Para el ejercicio 2019 la base imponible del Impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica estará constituida por el importe total que corresponda percibir al contribuyente por la producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central, por cada instalación en el periodo impositivo minorada en las retribuciones correspondientes a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural.»

reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro 9. Retribución adicional prevista por la CNMC para el cierre de 2019.

Concepto	Unidades	BALEARES	CANARIAS	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.974	7.468	411	11.853
Coste generación TNP (A)	M€	616.125	1.394.070	107.303	2.117.498
Retribución costes fijos	M€	198.604	230.027	36.424	465.055
Retribución costes variables	M€	417.521	1.164.043	70.879	1.652.443
Costes variables de generación (1)	M€	367.301	1.091.185	65.305	1.523.791
Peaje de acceso	M€	1.987	3.734	205	5.926
Financiación OS	M€	661	671	20	1.352
Impuestos especiales	M€	15.657	0	0	15.657
Impuesto a la producción (7%)	M€	31.915	68.453	5.349	105.717
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	231.587	411.281	22.523	665.391
Retribución adicional TNP (A) - (B)	M€	384.538	982.789	84.780	1.452.107
Financiada con cargo a PGE	M€	192.269	491.395	42.390	726.054
Financiada con cargo al sector eléctrico	M€	192.269	491.395	42.390	726.054

Fuente: CNMC

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden ETU/1366/2018 se han registrado nuevas emisiones de FADE (emisiones 80^a, 81^a y 82^a) y tres amortizaciones de bonos. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas emisiones asciende a 2.067.013.301,03 € cifra inferior en 20,5 M€ a la incluida en la Orden ETU/1366/2018 (2.087.535.202,18 €)

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, el superávit de los pagos por capacidad asciende a 498,8 M€, cifra que inferior en 18,1 M€, al previsto en Orden ETU/1366/2018.

3. Previsión de cierre de la Liquidación definitiva 2019

La Liquidación definitiva del ejercicio 2019 resulta de incorporar a los ingresos y costes del ejercicio, los ingresos y costes regulados de ejercicios anteriores. Al respecto se indica que en la Orden ETU/1366/2018 se contemplaba como mayores costes del ejercicio el impacto sobre la retribución de la actividad de distribución de la sentencia sobre el parámetro landa y el incentivo de pérdidas correspondiente al ejercicio 2016 (80,9 M€), el de las sentencias relativas al parámetro *alpha* correspondientes a los ejercicios 2013, 2014 y 2015 (12 M€) y el impacto de las sentencias relativas a las pérdidas de los ejercicios 2014 y 2015. Por otra parte, se incorporaban como menores costes de ejercicios anteriores el impacto de la liquidación definitiva de la retribución adicional de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2016 (-17,6 M€) y las

reliquidaciones por aplicación de la disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 (-1,8 M).

A la fecha de elaboración de la presente nota está pendiente de incorporación en las liquidaciones los siguientes conceptos:

- Liquidación definitiva de la retribución adicional de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2015, estimada en 320 M€.
- Declaración de lesividad para el interés público de dicha Orden IET/981/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A., con impacto en la retribución de los ejercicios 2016 a 2019, inclusive. Se estima en -45 M€ anuales el impacto de la declaración de lesividad.
- Declaración de lesividad para el interés público de 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, anunciado en el BOE el 15 de septiembre de 2017, con impacto en la retribución de los ejercicios 2016 a 2019, inclusive. A la fecha de elaboración de esta previsión no se dispone de estima del impacto de la declaración de lesividad sobre la retribución de la actividad de distribución.
- Impacto sobre la retribución de la actividad de distribución correspondientes a los ejercicios 2016 a 2018, ambos inclusive, de la sentencia sobre el parámetro landa, el incentivo de pérdidas y la inclusión en base de retribución de activos de las instalaciones dadas de alta en dicho periodo, estimado en 81 M€ anuales.
- Impacto de la Orden por la que se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019 como consecuencia de la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019, estimado en 215 M€ y 170 M€ para los ejercicios 2018 y 2019. Se indica que el impacto que pudiera derivarse sobre la liquidación definitiva de 2019 depende de la fecha de publicación de la Orden. Al respecto cabe señalar que el impacto de la Orden correspondiente al ejercicio 2018 se imputarán en las liquidaciones del ejercicio 2020 y que el impacto correspondiente al ejercicio 2019 se imputará en la liquidación definitiva del ejercicio 2019 si la citada Orden se publicaran antes del 11 de marzo de 2020.
- Impacto de las sentencias relativas al parámetro alpha correspondientes a los ejercicios 2013, 2014 y 2015 estimado en 12,3 M€.

Se señala que la liquidación definitiva del ejercicio 2019 dependerá de la publicación de las correspondientes normativas. A efectos ilustrativos, en el cuadro inferior se muestran diversos escenarios en función la implementación final de las mismas.

Cabe señalar que, a la fecha de elaboración de este informe, por una parte, ya se han ejecutado las sentencias de pérdidas con cargo a las liquidaciones del ejercicio 2018 y, por otra, no se dispone de la liquidación definitiva de la retribución adicional de los territorios no peninsulares correspondiente al ejercicio 2016, por lo que dichos conceptos no se han tenido en cuenta en la previsión de la liquidación definitiva del ejercicio 2019.

Cuadro 10. Comparación de los costes regulados en la Orden ETU/1366/2018 y los previstos por la CNMC para el cierre de 2019.

	Orden TEC/1366/2018	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4	Escenario 5
Costes regulados del ejercicio (A)	17.232.006	17.082.607	17.082.607	17.082.607	17.082.607	17.082.607
Costes de acceso	17.749.682	17.581.382	17.581.382	17.581.382	17.581.382	17.581.382
Saldo pagos por capacidad	- 517.676	- 498.775	- 498.775	- 498.775	- 498.775	- 498.775
Ingresos de acceso del ejercicio (B)	16.876.389	16.112.618	16.112.618	16.112.618	16.465.259	16.465.259
Ingresos por peajes de acceso	13.556.125	13.553.658	13.553.658	13.553.658	13.553.658	13.553.658
Ingresos impuestos Ley 15/2012	2.530.264	1.868.303	1.868.303	1.868.303	1.868.303	1.868.303
Ingresos subastas CO ₂	750.000	647.359	647.359	647.359	1.000.000	1.000.000
Compensación eliminación peaje 6.1 B	40.000	43.298	43.298	43.298	43.298	43.298
Déficit(-)/supávit (+) del ejercicio (C) = (B) - (A)	- 355.618	- 969.989	- 969.989	- 969.989	- 617.348	- 617.348
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados de ejercicios anteriores (D)	78.466	- 307.736	- 199.736	- 369.736	- 199.736	- 369.736
Impacto lesividad en retribución del transporte 2016-2018			- 135.000	- 135.000	- 135.000	- 135.000
Impacto lesividad en retribución de la distribución 2016-2018		n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Retribución distribución 2016-2018 (1)	80.886		243.000	243.000	243.000	243.000
Liquidación definitiva SNP 2015		- 320.000	- 320.000	- 320.000	- 320.000	- 320.000
Liquidación definitiva SNP 2016	- 17.620					
DT8ª Real Decreto 413/2014	- 1.800					
Actualización parámetros retributivos RECORE				- 170.000		- 170.000
Sentencia incentivo de pérdidas (2014 y2015)	5.000					
Sentencias alpha 2013, 2014 y 2015	12.000	12.264	12.264	12.264	12.264	12.264
Déficit(-)/supávit (+) de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	- 434.084	- 662.253	- 770.253	- 600.253	- 417.612	- 247.612

Fuentes: CNMC, Orden ETU/1366/2018 y escandallo que le acompaña.