

ACUERDO POR EL QUE SE REMITE A LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS DATOS PARA LA ELABORACIÓN DEL ESCENARIO DE INGRESOS Y COSTES PARA EL CÁLCULO DE LOS CARGOS QUE CUBRIRÁN PARCIALMENTE LOS COSTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA 2021

Expediente nº: INF/DE/105/20

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta de la Sala:

D. Angel Torres Torres

Consejeros:

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D^a. Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Joaquim Hortalà i Vallvé

En Madrid, a 3 de diciembre de 2020

La Sala de Supervisión Regulatoria ha aprobado el presente informe en Respuesta a la solicitud de datos por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021. 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 la Ley 3/2013 de creación de la CNMC.

1. Consideraciones previas

Como en años anteriores el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) ha solicitado a esta Comisión una serie de datos necesarios para la elaboración de la orden por la que se aprueben los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico. Dicha solicitud de información ha sido requerida por la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) el pasado 26 de octubre con entrega el 15 de noviembre de 2020.

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 han proporcionado los agentes al amparo del artículo 12 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, para la elaboración de la resolución de precios de peajes de transporte y distribución para el ejercicio 2021, conforme se establece en el 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio.

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 2020 y 2021 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 2020 y 2021, así como información relativa a los balances de energía y de potencia y las curvas de carga de los consumidores agregadas por peaje de acceso correspondientes al ejercicio 2019.

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. El plazo del que disponían los agentes para remitir la información correspondiente finalizó el pasado 1 de septiembre de 2020.

En relación con lo anterior, cabe señalar que la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas ha llegado con posterioridad a la solicitud de información que esta Comisión ha remitido a los agentes del sector eléctrico, por lo que no se dispone de la totalidad de la información con la desagregación requerida.

2. Previsiones sobre las variables de facturación, ingresos y costes para el cierre de 2020 y 2021

2.1. Previsiones sobre las variables de facturación para el cierre de 2020 y 2021

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre de 2020 y 2021, así como otras variables de facturación relevantes, teniendo en cuenta la última información disponible.

En el Anexo I se describen las hipótesis consideradas en la previsión y se recogen las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso para el cierre de 2020 y 2021, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense, según solicitud de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Respecto de las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y Comunidad Autónoma para el cierre de 2020 y 2021, se indica que la CNMC no dispone de dicha información. No obstante, en la base de datos de liquidaciones se dispone de información histórica relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia. En el epígrafe 4.1 del presente informe se aporta dicha información correspondiente a los ejercicios 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

2.1.1. Previsión de cierre 2020

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2019, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre de 2019-octubre 2020) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2020. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que en 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria la demanda en b.c. nacional alcanzará 246.548 GWh, un 6,8% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2019 (264.635 GWh) y un 1,7% inferior a la demanda registrada en los últimos doce meses (250.840 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda mayor en los subsistemas balear y canario, con reducciones del -19,3% y del -11,2%, respectivamente, seguido por el subsistema peninsular, ceutí y melillense con reducciones del -6,4%, -4,9% y -3,6%, respectivamente.

Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2019, 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 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión CNMC de cierre 2020			Previsión CNMC 2021	
		GWh	% variación respecto 2019	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 21 sobre 20
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	233.333	-6,4%	-1,7%	240.699	3,2%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.215	-14,2%	-2,2%	14.332	8,5%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.934	-19,3%	-0,9%	5.486	11,2%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.882	-11,2%	-3,0%	8.445	7,1%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	196	-4,9%	-3,1%	194	-1,1%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	203	-3,6%	-2,8%	207	1,7%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,10%	246.548	-6,8%	-1,7%	255.030	3,4%

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 2020. Se estima que en 2020 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2019 en todos los subsistemas y grupos tarifarios, con la excepción de la demanda asociada al consumo doméstico (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW), para la que se prevé un aumento en los subsistemas peninsular, ceutí y melillense. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2020 (224.242 GWh) se reduce un 6,8% respecto de la demanda registrada en 2019 (240.718 GWh).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2020
desagregada por subsistema y peaje de acceso**

Real 2019 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.025	4.172	4.926	122	132	112.377
2.0 A	39.363	1.166	1.805	60	71	42.465
2.0 A DHA	22.981	959	965	2	2	24.908
2.0 A DHS	61	5	10	-	0	76
2.1 A	3.582	157	250	5	8	4.002
2.1 A DHA	3.835	165	187	0	1	4.189
2.1 A DHS	13	1	2	-	-	16
3.0 A	33.189	1.718	1.707	54	51	36.720
Alta tensión	123.318	1.476	3.410	67	70	128.341
3.1 A (1-30 kV)	14.544	439	733	12	18	15.746
3.1 A (30-36 kV)	335	-	-	-	-	335
6.1 A	51.786	913	2.558	55	52	55.364
6.2	23.117	123	119	-	-	23.359
6.3	10.625	-	0	-	-	10.625
6.4 (1)	22.911	-	-	-	-	22.911
Total	226.343	5.647	8.336	189	202	240.718
Previsión de cierre 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	100.169	3.405	4.628	118	129	108.449
2.0 A	34.192	639	1.316	63	75	36.285
2.0 A DHA	30.010	1.254	1.399	4	3	32.669
2.0 A DHS	104	13	29	-	0	145
2.1 A	2.719	110	163	4	7	3.003
2.1 A DHA	3.985	181	215	0	2	4.383
2.1 A DHS	17	2	5	-	-	24
3.0 A	29.143	1.207	1.501	47	42	31.940
Alta tensión	111.739	1.151	2.776	61	67	115.793
3.1 A (1-30 kV)	12.666	308	623	10	17	13.625
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.259	744	2.046	51	49	50.150
6.2	21.987	99	106	-	-	22.192
6.3	9.757	-	0	-	-	9.757
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	211.908	4.556	7.403	179	195	224.242
% variación 2020 sobre 2019						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-2,8%	-18,4%	-6,1%	-2,9%	-3,0%	-3,5%
2.0 A	-13,1%	-45,2%	-27,1%	5,0%	5,8%	-14,6%
2.0 A DHA	30,6%	30,8%	45,0%	75,3%	96,6%	31,2%
2.0 A DHS	69,0%	149,7%	190,5%		267,3%	90,3%
2.1 A	-24,1%	-30,0%	-35,0%	-14,1%	-15,0%	-25,0%
2.1 A DHA	3,9%	9,5%	14,9%	-0,4%	12,6%	4,6%
2.1 A DHS	26,7%	139,8%	140,0%			46,7%
3.0 A	-12,2%	-29,8%	-12,1%	-13,6%	-17,0%	-13,0%
Alta tensión	-9,4%	-22,0%	-18,6%	-8,5%	-4,7%	-9,8%
3.1 A (1-30 kV)	-12,9%	-29,8%	-15,0%	-13,8%	-4,1%	-13,5%
3.1 A (30-36 kV)	-14,4%					-14,4%
6.1 A	-8,7%	-18,6%	-20,0%	-7,4%	-4,9%	-9,4%
6.2	-4,9%	-19,6%	-11,3%			-5,0%
6.3	-8,2%		-11,0%			-8,2%
6.4 (1)	-13,7%					-13,7%
Total	-6,4%	-19,3%	-11,2%	-4,9%	-3,6%	-6,8%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Traspase 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 2020 para el total nacional. En línea con la última información disponible, se estima que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (asociada, básicamente, a PYMES y Administraciones públicas) y alta tensión (asociada, fundamentalmente a la demanda industrial¹) se contraerá por encima de la media nacional. La caída del consumo asociada a la pequeña y mediana empresa y a la industria será parcialmente compensada por el incremento de la demanda de los consumidores domésticos. Adicionalmente, se estima un aumento del movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

En coherencia con la evolución del consumo, se estima una contracción de las potencias contratadas por periodo horarios en todos los peajes.

En el Anexo I que acompaña al informe se detalla la previsión de número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario desagregada por subsistema, así como las hipótesis consideradas en la previsión.

¹ En el Boletín de Indicadores eléctricos se muestra la estructura de la demanda por sectores de actividad, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/isde01220>.

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 2020. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2019						Energía consumida por periodo horario (GWh). Año 2019						
			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	29.441.205	144.169	143.349	20.764	20.820				67.077	36.444	8.855				112.377
2.0 A	20.086.324	79.394	79.394						42.465						42.465
2.0 A DHA	7.731.883	34.689	34.689						11.478	13.430					24.908
2.0 A DHS	14.827	73	73						28	23	25				76
2.1 A	516.620	6.314	6.314						4.002	2.468					4.002
2.1 A DHA	304.514	3.719	3.719						1.721	2.468					4.189
2.1 A DHS	1.097	14	14						6	5	5				16
3.0 A	785.938	19.966	19.145	20.764	20.820				7.377	20.517	8.826				36.720
Alta tensión	112.753	28.482	26.610	28.074	29.396	22.222	22.564	31.346	12.304	18.444	12.577	10.259	14.815	59.943	128.341
3.1 A (1-30 kV)	87.913	6.142	5.731	6.521	7.395				3.106	6.416	6.223				15.746
3.1 A (30-36 kV)	710	92	90	90	120				202	47	86				335
6.1 A	20.112	12.262	11.662	11.843	12.007	12.107	12.246	18.046	5.021	6.361	3.406	5.428	7.707	27.440	55.364
6.2	2.891	4.167	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568	1.810	2.485	1.270	2.110	3.066	12.617	23.359
6.3	436	1.798	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371	752	1.032	546	906	1.325	6.064	10.625
6.4 (1)	690	4.020	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361	1.411	2.102	1.046	1.814	2.717	13.821	22.911
Total	29.553.957	172.651	169.958	48.838	50.216	22.222	22.564	31.346	79.381	54.888	21.433	10.259	14.815	59.943	240.718

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2020						
			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	29.326.916	142.776	141.899	19.692	20.043				62.858	37.692	7.899				108.449
2.0 A	18.092.949	68.442	68.442						36.285						36.285
2.0 A DHA	9.608.630	45.298	45.298						15.374	17.295					32.669
2.0 A DHS	30.020	135	135						57	45	43				145
2.1 A	461.615	5.570	5.570						3.003						3.003
2.1 A DHA	346.301	4.356	4.356						1.805	2.579					4.383
2.1 A DHS	1.724	19	19						9	8	6				24
3.0 A	785.676	18.955	18.078	19.692	20.043				6.325	17.765	7.850				31.940
Alta tensión	112.815	26.906	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1-30 kV)	87.884	5.763	5.355	6.112	7.130				2.664	5.565	5.396				13.625
3.1 A (30-36 kV)	753	85	81	87	103				170	42	75				287
6.1 A	20.140	11.461	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2	2.910	4.140	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3	436	1.860	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (1)	692	3.596	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	169.682	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

% variación 2020 sobre 2019															
	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	-0,4%	-1,0%	-1,0%	-5,2%	-3,7%				-6,3%	3,4%	-10,8%				-3,5%
2.0 A	-9,9%	-13,8%	-13,8%						-14,6%						-14,6%
2.0 A DHA	24,3%	30,6%	30,6%						33,9%	28,8%					31,2%
2.0 A DHS	102,5%	85,0%	85,0%						99,7%	93,9%	76,2%				90,3%
2.1 A	-10,6%	-11,8%	-11,8%						-25,0%						-25,0%
2.1 A DHA	13,7%	17,1%	17,1%						4,9%	4,5%					4,6%
2.1 A DHS	57,2%	40,7%	40,7%						52,6%	48,6%	36,6%				46,7%
3.0 A	0,0%	-5,1%	-5,6%	-5,2%	-3,7%				-14,3%	-13,4%	-11,1%				-13,0%
Alta tensión	0,1%	-5,5%	-6,5%	-6,5%	-5,5%	-6,1%	-2,9%	-1,5%	-8,5%	-9,0%	-7,5%	-3,5%	-14,3%	-10,7%	-9,8%
3.1 A (1-30 kV)	0,0%	-6,2%	-6,6%	-6,3%	-3,6%				-14,2%	-13,3%	-13,3%				-13,5%
3.1 A (30-36 kV)	6,1%	-7,8%	-9,6%	-2,9%	-14,3%				-15,9%	-10,8%	-13,0%				-14,4%
6.1 A	0,1%	-6,5%	-7,3%	-7,3%	-7,0%	-7,0%	-4,9%	-3,1%	-6,5%	-6,6%	-4,6%	-5,6%	-17,8%	-9,6%	-9,4%
6.2	0,7%	-0,7%	-2,1%	-2,4%	-1,6%	-1,9%	3,9%	5,3%	-3,8%	-4,2%	8,4%	4,7%	4,0%	-10,5%	-5,0%
6.3	0,0%	3,5%	3,7%	2,9%	2,8%	2,3%	4,7%	4,6%	-4,1%	-4,8%	-1,1%	-3,9%	-17,7%	-8,4%	-8,2%
6.4 (1)	0,3%	-10,5%	-13,2%	-13,3%	-11,8%	-11,5%	-7,3%	-5,8%	-10,0%	-11,3%	-4,6%	-6,4%	-23,3%	-14,1%	-13,7%
Total	-0,4%	-1,7%	-1,9%	-5,9%	-4,7%	-6,1%	-2,9%	-1,5%	-6,6%	-0,8%	-8,9%	-3,5%	-14,3%	-10,7%	-6,8%

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

En el Cuadro 4 se presentan las previsiones de las variables de facturación para el ejercicio 2020 con la estructura de peajes de la Circular 3/2020.

Cuadro 4. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el cierre de 2020 según la estructura de la Circular 3/2020.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2020						
				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		29.326.916	143.235	142.511	144.919	19.701	19.701	19.702	20.166	25.907	23.260	39.816	4.583	1.826	13.057	108.449
2.0 A	2.0 TD	18.092.949	68.467	68.441	69.263					10.842	9.129	16.315				36.285
2.0 A DHA	2.0 TD	9.608.630	45.313	45.298	45.770					8.869	7.862	15.938				32.669
2.0 A DHS	2.0 TD	30.020	135	135	136					34	31	80				145
2.1 A	2.0 TD	461.615	5.572	5.570	5.630					968	761	1.274				3.003
2.1 A DHA	2.0 TD	346.301	4.359	4.357	4.401					1.169	985	2.229				4.383
2.1 A DHS	2.0 TD	1.724	19	19	19					6	6	12				24
3.0 A	3.0 TD	785.676	19.371	18.690	19.700	19.701	19.701	19.702	20.166	4.020	4.484	3.969	4.583	1.826	13.057	31.940
Alta tensión		112.815	26.311	25.071	26.442	26.932	27.228	28.145	37.709	10.935	13.572	11.788	14.482	7.383	57.634	115.793
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	87.884	5.942	5.533	6.109	6.114	6.114	6.115	7.131	1.530	1.753	1.570	1.842	754	6.176	13.625
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	753	85	81	87	87	87	87	103	32	37	33	39	16	129	287
6.1 A	6.1 TD	20.140	11.179	10.811	11.171	11.334	11.412	11.672	17.085	5.183	6.240	5.495	6.678	3.333	23.220	50.150
6.2	6.2 TD	2.910	4.003	3.864	4.006	4.083	4.102	4.388	5.861	2.022	2.588	2.201	2.722	1.404	11.256	22.192
6.3	6.3 TD	436	1.818	1.727	1.813	1.844	1.915	1.985	2.480	782	1.010	906	1.139	578	5.342	9.757
6.4 (1)	6.4 TD	692	3.283	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.386	1.945	1.582	2.061	1.298	11.511	19.783
Total		29.439.731	169.546	167.582	171.361	46.634	46.929	47.846	57.876	36.842	36.832	51.604	19.064	9.209	70.691	224.242

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, en el Cuadro 5 se trasladan las previsiones de las empresas para el ejercicio 2020 de los clientes acogidos a autoconsumo.

Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2020

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	17.108	170.093	79.981	20.969	11.601
2.0 A	2.975	14.894	4.198	640	1.221
2.0 A DHA	10.437	48.801	14.538	2.411	4.477
2.0 A DHS	642	3.541	537	59	260
2.1 A	264	3.194	1.277	210	158
2.1 A DHA	669	8.213	2.447	319	403
2.1 A DHS	9	96	22	0	13
3.0 A	2.112	91.354	56.962	17.330	5.069
Alta tensión	3.277	2.424.862	2.127.998	1.345.044	1.216.374
3.1 A	1.782	169.504	81.877	13.509	101.577
6.1 A	1.004	895.829	640.570	595.422	855.467
6.2	481	661.356	368.913	678.526	249.204
6.3	8	648.431	684.262	-	-
6.4	2	49.741	352.376	57.587	10.125
Total	20.385	2.594.955	2.207.979	1.366.013	1.227.975

Fuente: Empresas

2.1.2. Previsión 2021

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2021 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 255.030 GWh, un 3,4% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2020, con aumentos en todos los subsistemas, con la excepción del subsistema Ceutí para el que se prevé una reducción del 1,1%.

Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2021

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2020			Previsión CNMC 2021	
	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación 21 sobre 20
Peninsular	233.333	-6,4%	-1,7%	240.699	3,2%
No peninsular	13.215	-14,2%	-2,2%	14.332	8,5%
Baleares	4.934	-19,3%	-0,9%	5.486	11,2%
Canarias	7.882	-11,2%	-3,0%	8.445	7,1%
Ceuta	196	-4,9%	-3,1%	194	-1,1%
Melilla	203	-3,6%	-2,8%	207	1,7%
Total Nacional	246.548	-6,8%	-1,7%	255.030	3,4%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2021 de la demanda en consumo desagregada por subsistema y en el Cuadro 8 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el ejercicio 2021 para el sistema nacional.

En 2021 se espera una recuperación de, aproximadamente, la mitad de la demanda perdida durante el ejercicio 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

En contraposición a la previsión de cierre del ejercicio 2020, se estima que en 2021 la demanda asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa y la industria aumentará por encima de la media en todos los subsistemas, mientras que la demanda asociada al consumo doméstico regresará a los niveles previos a la crisis sanitaria.

Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para 2021 desagregada por subsistema y peaje de acceso

Previsión de cierre 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.169	3.405	4.628	118	129	108.449
2.0 A	34.192	639	1.316	63	75	36.285
2.0 A DHA	30.010	1.254	1.399	4	3	32.669
2.0 A DHS	104	13	29	-	0	145
2.1 A	2.719	110	163	4	7	3.003
2.1 A DHA	3.985	181	215	0	2	4.383
2.1 A DHS	17	2	5	-	-	24
3.0 A	29.143	1.207	1.501	47	42	31.940
Alta tensión	111.739	1.151	2.776	61	67	115.793
3.1 A (1-30 kV)	12.666	308	623	10	17	13.625
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.259	744	2.046	51	49	50.150
6.2	21.987	99	106	-	-	22.192
6.3	9.757	-	0	-	-	9.757
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	211.908	4.556	7.403	179	195	224.242

Previsión 2021 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	100.863	3.793	4.874	114	131	109.776
2.0 A	29.219	538	1.120	60	73	31.010
2.0 A DHA	34.511	1.630	1.679	3	3	37.826
2.0 A DHS	135	39	58	-	0	231
2.1 A	2.311	77	114	4	6	2.513
2.1 A DHA	4.184	181	237	0	1	4.604
2.1 A DHS	18	5	15	-	-	39
3.0 A	30.484	1.323	1.652	47	46	33.553
Alta tensión	117.734	1.273	3.059	63	68	122.196
3.1 A (1-30 kV)	13.315	341	687	10	18	14.370
3.1 A (30-36 kV)	298	-	-	-	-	298
6.1 A	49.679	822	2.255	53	50	52.859
6.2	22.840	110	116	-	-	23.065
6.3	10.273	-	0	-	-	10.273
6.4 (1)	21.330	-	0	-	-	21.330
Total	218.597	5.066	7.933	177	199	231.971

% variación 2021 sobre 2020						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	0,7%	11,4%	5,3%	-3,3%	1,8%	1,2%
2.0 A	-14,5%	-15,8%	-14,9%	-5,5%	-2,4%	-14,5%
2.0 A DHA	15,0%	30,0%	20,0%	-5,5%	-2,4%	15,8%
2.0 A DHS	30,0%	200,0%	100,0%	-	-2,4%	59,0%
2.1 A	-15,0%	-30,0%	-30,0%	-5,5%	-2,4%	-16,3%
2.1 A DHA	5,0%	0,0%	10,0%	-5,5%	-2,4%	5,0%
2.1 A DHS	10,0%	200,0%	200,0%	-	-	65,0%
3.0 A	4,6%	9,7%	10,0%	0,1%	10,2%	5,1%
Alta tensión	5,4%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,5%
3.1 A (1-30 kV)	5,1%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,5%
3.1 A (30-36 kV)	3,9%	-	-	-	-	3,9%
6.1 A	5,1%	10,6%	10,2%	3,0%	1,7%	5,4%
6.2	3,9%	10,4%	10,0%	-	-	3,9%
6.3	5,3%	-	10,0%	-	-	5,3%
6.4 (1)	7,8%	-	10,0%	-	-	7,8%
Total	3,2%	11,2%	7,1%	-1,1%	1,7%	3,4%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro 8. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para 2021. Sistema Nacional

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2020						
			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	29.326.916	144.169	141.899	19.692	20.043				62.858	37.692	7.899				108.449
2.0 A	18.092.949	79.394	68.442						36.285						36.285
2.0 A DHA	9.608.630	34.689	45.298						15.374	17.295					32.669
2.0 A DHS	30.020	73	135						57	45	43				145
2.1 A	461.615	6.314	5.570						3.003						3.003
2.1 A DHA	346.301	3.719	4.356						1.805	2.579					4.383
2.1 A DHS	1.724	14	19						9	8	6				24
3.0 A	785.676	19.966	18.078	19.692	20.043				6.325	17.765	7.850				31.940
Alta tensión	112.815	26.906	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1-30 kV)	87.884	5.763	5.355	6.112	7.130				2.664	5.565	5.396				13.625
3.1 A (30-36 kV)	753	85	81	87	103	-	-	-	170	42	75	-	-	-	287
6.1 A	20.140	11.461	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2	2.910	4.140	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3	436	1.860	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (1)	692	3.596	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	171.074	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2021						
			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	29.608.072	143.564	142.653	20.461	20.825				59.979	41.477	8.320				109.776
2.0 A	18.267.736	68.466	68.466						31.010						31.010
2.0 A DHA	9.700.892	45.318	45.318						17.807	20.019					37.826
2.0 A DHS	30.281	135	135						94	73	64				231
2.1 A	466.046	5.572	5.572						2.513						2.513
2.1 A DHA	349.624	4.358	4.358						1.895	2.709					4.604
2.1 A DHS	1.740	19	19						16	14	9				39
3.0 A	791.754	19.696	18.785	20.461	20.825				6.644	18.662	8.246				33.553
Alta tensión	113.560	27.703	25.640	27.037	28.628	21.435	22.500	31.718	11.873	17.695	12.271	10.447	13.384	56.526	122.196
3.1 A (1-30 kV)	88.456	5.988	5.564	6.350	7.406				2.810	5.869	5.692				14.370
3.1 A (30-36 kV)	760	85	82	88	104				177	43	78				298
6.1 A	20.269	11.912	11.237	11.411	11.603	11.703	12.105	18.159	4.947	6.262	3.425	5.401	6.675	26.148	52.859
6.2	2.936	4.165	3.888	4.030	4.107	4.126	4.413	5.898	1.809	2.474	1.430	2.296	3.313	11.742	23.065
6.3	440	1.925	1.787	1.873	1.905	1.976	2.047	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (1)	700	3.628	3.082	3.286	3.504	3.630	3.934	5.094	1.371	2.012	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total	29.721.633	171.268	168.293	47.498	49.453	21.435	22.500	31.718	71.852	59.172	20.590	10.447	13.384	56.526	231.971

% variación 2021 sobre 2020															
	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	1,0%	-0,4%	0,5%	3,9%	3,9%				-4,6%	10,0%	5,3%				1,2%
2.0 A	1,0%	-13,8%	0,0%						-14,5%						-14,5%
2.0 A DHA	1,0%	30,6%	0,0%						15,8%	15,7%					15,8%
2.0 A DHS	0,9%	85,2%	0,1%						65,2%	62,2%	47,6%				59,0%
2.1 A	1,0%	-11,8%	0,0%						-16,3%						-16,3%
2.1 A DHA	1,0%	17,2%	0,0%						5,0%	5,0%					5,0%
2.1 A DHS	0,9%	40,8%	0,1%						72,9%	68,0%	49,4%				65,0%
3.0 A	0,8%	-1,4%	3,9%	3,9%	3,9%				5,0%	5,1%	5,1%				5,1%
Alta tensión	0,7%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	5,4%	5,6%	5,5%
3.1 A (1-30 kV)	0,7%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%				5,5%	5,5%	5,5%				5,5%
3.1 A (30-36 kV)	0,9%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%				3,9%	3,9%	3,9%				3,9%
6.1 A	0,6%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
6.2	0,9%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
6.3	0,8%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
6.4 (1)	1,1%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,9%	7,8%	7,8%
Total	1,0%	0,1%	0,9%	3,4%	3,4%	2,7%	2,7%	2,7%	-3,1%	8,6%	5,4%	5,5%	5,4%	5,6%	3,4%

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 9 se presentan las variables de facturación previstas para 2021 según la estructura por periodos horarios de la Circular 3/2020. En el anexo I se presenta esta misma información desagregada por subsistema.

Cuadro 9. Previsión del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para 2021 según la estructura de la Circular 3/2020

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2021						Energía consumida por periodo horario (GWh). Previsión 2021						
				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		29.608.072	144.042	143.258	145.639	20.595	20.616	20.638	21.171	26.053	23.433	39.841	4.811	1.918	13.719	109.776
2.0 A	2.0 TD	18.267.736	68.491	68.466	69.260					9.453	7.883	13.674				31.010
2.0 A DHA	2.0 TD	9.700.892	45.334	45.318	45.834					10.271	9.106	18.450				37.826
2.0 A DHS	2.0 TD	30.281	135	135	136					56	51	124				231
2.1 A	2.0 TD	466.046	5.574	5.572	5.636					811	637	1.065				2.513
2.1 A DHA	2.0 TD	349.624	4.360	4.358	4.408					1.228	1.035	2.341				4.604
2.1 A DHS	2.0 TD	1.740	19	19	19					10	10	19				39
3.0 A	3.0 TD	791.754	20.128	19.390	20.346	20.595	20.616	20.638	21.171	4.225	4.712	4.167	4.811	1.918	13.719	33.553
Alta tensión		113.560	27.178	25.925	27.292	27.811	28.124	29.071	39.038	11.513	14.275	12.428	15.265	7.804	60.910	122.196
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	88.456	6.117	5.564	6.350	6.350	6.350	6.350	7.406	1.598	1.849	1.656	1.941	795	6.515	14.354
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	760	86	82	88	88	88	88	104	34	38	34	41	17	134	298
6.1 A	6.1 TD	20.269	11.676	11.448	11.588	11.770	11.858	12.131	17.942	5.475	6.560	5.795	7.036	3.523	24.486	52.876
6.2	6.2 TD	2.936	4.028	3.889	4.029	4.107	4.128	4.417	5.909	2.093	2.677	2.282	2.823	1.464	11.726	23.065
6.3	6.3 TD	440	1.881	1.787	1.876	1.908	1.982	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (1)	6.4 TD	700	3.391	3.154	3.361	3.588	3.720	4.032	5.108	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		29.721.633	171.220	169.183	172.931	48.406	48.741	49.709	60.209	37.566	37.708	52.269	20.076	9.722	74.630	231.971

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Finalmente, en el Cuadro 10 se trasladan las previsiones de las empresas para el ejercicio 2021 de los clientes acogidos a autoconsumo, según la estructura de la Circular 3/2020.

Cuadro 10. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2021

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	Energía vertida (MWh)
Baja tensión	33.982	320.938	142.667	75.168	22.433
2.0 TD	30.036	155.914	52.016	9.205	14.524
3.0 TD	3.946	165.024	90.651	65.963	7.910
Alta tensión	6.292	4.511.662	3.601.027	2.258.629	2.395.363
6.1 TD	5.350	1.959.161	1.271.054	967.781	1.904.427
6.2 TD	924	1.242.470	577.751	1.224.059	479.842
6.3 TD	15	1.248.962	1.317.977	-	-
6.4 TD	3	61.068	434.245	66.788	11.094
Total	40.274	4.832.600	3.743.694	2.333.797	2.417.797

Fuente: Empresas

2.2. Previsión de los ingresos regulados para el cierre de 2020 y 2021

A continuación, se presenta la previsión de ingresos para el cierre de 2020 y 2021 para el total nacional que resulta de aplicar los peajes de la Orden TEC/1258/2019 a las variables de facturación previstas para el cierre de 2020 y para 2021.

Por otra parte, se han estimado los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre del ejercicio 2020 y 2021.

Finalmente, se ha tenido en cuenta el impacto de la eliminación del peaje 6.1 B y se han incluido los 172 M€ considerados en el Proyecto de Presupuestos Generales del Estado para 2021 destinados a la compensación de la reducción de ingresos en el sistema eléctrico motivado por las medidas de flexibilización de los contratos establecidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020.

En el Anexo II del presente informe se detallan los ingresos de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 desagregados por subsistema, de acuerdo a la solicitud realizada por la Dirección General de Política Energética y Minas, para cada uno de los escenarios de previsión considerados. En el Anexo III se detalla la estimación de los ingresos procedentes de los tributos incluidos en la Ley 15/2012 y de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

2.2.1. Previsión de cierre 2020

Los ingresos que resultan de aplicar los peajes de acceso establecidos en la Orden TEC/1258/2019 a las variables de facturación previstas por la CNMC para el cierre de 2020 ascienden a 12.671 M€ (véase Cuadro 11).

Cuadro 11. Previsión CNMC de ingresos de acceso para el cierre de 2020

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación acceso a precios de la Orden TEC/1258/2019 (miles €)
Baja tensión	108.449	9.631.598
2.0 A	36.285	4.201.317
2.0 DHA	32.669	2.714.969
2.0 DHS	145	8.831
2.1 A	3.003	419.793
2.1 DHA	4.383	362.206
2.1 DHS	24	1.722
3.0 A	31.940	1.922.760
Alta tensión	115.793	3.039.852
3.1 A (1-30 kV)	13.625	750.811
3.1 A (30-36 kV)	287	12.399
6.1 A	50.150	1.620.698
6.2	22.192	344.409
6.3	9.757	133.847
6.4 (1)	19.783	177.688
Total	224.242	12.671.451

Fuente: CNMC, Orden TEC/1258/2019

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Esta previsión de cierre no incluye los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva² (109,1 M€), los ingresos por excesos de potencia³ (146,7 M€), los ingresos por los peajes aplicables a los generadores⁴ (9,5 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (estimados en 11,8 M€, véase punto 3.3 del presente informe), los ingresos por fraude⁵ (7,8 M€), los ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios (4,4 M€)⁶, los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO (4,5 M€)⁷ y las rentas de gestión de congestión (69,4 M€)⁸. Los ingresos totales de acceso previstos para el ejercicio 2020, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.034,8 M€ (véase Cuadro 12).

² La facturación por energía reactiva se corresponde con la facturación por energía reactiva registrada en los últimos doce meses (agosto 2019-julio 2020).

³ La facturación por excesos de potencia se corresponde con la facturación por excesos de potencia registrada en los últimos doce meses (agosto 2019-julio 2020).

⁴ Los ingresos por los peajes aplicables a los generadores se corresponden con los declarados en la Liquidación 8/2020.

⁵ Como mejor previsión de los ingresos por fraude se han tomado los ingresos registrados por este concepto en 2019.

⁶ Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de la facturación real para el periodo enero-julio de 2020, según información de la base de datos de liquidaciones, y la facturación prevista para el periodo agosto-diciembre de 2020 que resulta de aplicar los precios de la Orden TEC/1258/2019 a la previsión de energía para este periodo del OS, suponiendo la misma estructura de potencias contratadas y energía consumida por periodo que la registrada en el mismo periodo de 2019.

⁷ Como mejor previsión de los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO se han tomado los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2019 y junio de 2020, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

⁸ Las rentas de gestión de restricciones en conexiones internacionales para el cierre del ejercicio 2020 se corresponden con los ingresos registrados en los últimos doce meses (julio 2019-junio 2020).

Cuadro 12. Ingresos totales de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2020

	Previsión de ingresos por peajes de acceso (miles €)
<i>Ingresos por peajes de consumidores</i>	12.927.314
Facturación de peajes	12.671.451
Facturación energía reactiva	109.113
Facturación excesos de potencia	146.750
<i>Ingresos por peajes de generadores</i>	9.483
<i>Ingresos de conexiones internacionales</i>	78.365
Ingresos por exportaciones	4.377
Ingresos acuerdo ETSO	4.535
Rentas de gestión de restricciones	69.453
<i>Ingresos de clientes en régimen transitorio</i>	11.827
<i>Ingresos por fraude</i>	7.769
Total ingresos de acceso	13.034.757

Fuente: CNMC y Orden TEC/1258/2019

Por otra parte, se estiman en 2.840 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, 1.840 M€ se corresponden con la recaudación derivada de los tributos y cánones y 1.000⁹ M€ se corresponden con los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero.

⁹ El artículo 5 del RD-ley 34/2020 prevé para el ejercicio 2020 la ampliación crédito por derechos de emisión hasta 1.000 M€.

Cuadro 13. Ingresos externos a peajes previstos por la CNMC para el cierre de 2020

	Previsión CNMC 2020
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.840.157
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	1.101.412
<i>Impuesto nuclear</i>	288.059
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	9.267
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	161.188
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	240.189
<i>Impuesto carbón</i>	40.043
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO₂	1.000.000
TOTAL	2.840.157

Fuente: CNMC y Real Decreto-ley 34/2020

Adicionalmente 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 MITERD ha transferido a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia crédito por importe de 44.750 miles de euros para hacer frente a la supresión del peaje 6.1 B.

Finalmente, se ha incorporado en el ejercicio 172 M€ considerados en el Proyecto de Presupuestos Generales del Estado para 2021 destinados a la compensación de la reducción de ingresos en el sistema eléctrico motivado por las medidas de flexibilización de los contratos establecidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020.

En el Cuadro 14 se presentan los ingresos totales para la financiación de los costes del sistema registrados en 2019 y los previstos para el cierre del ejercicio 2020 por la CNMC.

Cuadro 14. Ingresos totales registrados en 2019 e ingresos previstos por la CNMC para el cierre de 2020

Ingresos de regulados (miles €)	Real 2019 (A)	Previsión cierre 2020 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de acceso (A)	13.604.475	13.034.757	- 569.717	-4,2%
Ingresos por peajes de consumidores	13.359.214	12.927.314	- 431.901	-3,2%
Ingresos por peajes a generadores	129.241	9.483	- 119.759	-92,7%
Ingresos de conexiones internacionales	96.418	78.365	- 18.053	-18,7%
Ingresos art. 17 Real Decreto 216/2014	15.834	11.827	- 4.007	-25,3%
Ingresos por fraude	3.767	7.769	4.002	106,2%
Ingresos externos a peajes (B)	2.450.420	3.056.907	606.488	24,8%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	1.759.762	1.840.157	80.395	4,6%
Ingresos subastas CO2	647.359	1.000.000	352.641	54,5%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	43.298	44.750	1.452	3,4%
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020		172.000	172.000	n.a.
Total ingresos regulados (A) + (B)	16.054.894	16.091.664	36.770	0,2%

Fuente: CNMC y Orden TEC/1258/2019

Se observa que los ingresos procedentes de peajes de acceso resultan un 4,2% (-570 M€) inferiores a los registrados en 2019, motivado, por una parte, por el impacto de la crisis sanitaria sobre la evolución de la demanda y, por otra parte, por la supresión del peaje de generación tras la entrada en vigor de la Circular 3/2020.

Por el contrario, los ingresos externos a peajes previstos para el cierre del ejercicio resultan un 25% superiores (606 M€) a los registrados en 2019, motivado fundamentalmente por el aumento de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión y de los ingresos procedentes de presupuestos del estado para compensar el impacto de las medidas de flexibilidad establecidas en el artículo 42 del Real Decreto-ley 11/2020.

Como resultado de lo anterior, los ingresos totales previstos para el cierre del ejercicio 2020 resultan 37 M€ superiores a los registrados en 2019.

2.2.2. Previsión 2021

La Circular 3/2020, de 15 de enero, y la propuesta de RD de cargos prevén que la aplicación de ambas metodologías se producirá simultáneamente a partir del 1 de abril de 2021, por lo que a efectos de establecer la previsión de ingresos para el ejercicio deberían prorratearse los ingresos que resultan de aplicar los

peajes de acceso vigentes y los ingresos que resultarían de aplicar los peajes y cargos de la Circular 3/2020 y la propuesta de RD de cargos, respectivamente.

No obstante, dado que a la fecha de elaboración del presente informe todavía no ha sido publicado el Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos, en el Cuadro 15 se muestra el resultado, en términos anuales, de aplicar a las variables de facturación previstas para el ejercicio 2021 (ver Cuadro 8) los peajes de acceso establecidos en la Orden TEC/1258/2019. Los ingresos resultantes para 2021 ascienden a 12.777 M€, importe que supera en 106 M€ (0,8%) a los previstos para el cierre del ejercicio 2020 (12.671 M€). Cabe señalar que los ingresos crecen en menor medida que el consumo debido al movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencias contratadas inferior a 15 kW de peajes sin discriminación horaria hacia peajes con discriminación horaria.

Cuadro 15. Ingresos de acceso resultantes de facturar a las variables de facturación previstas para el cierre de 2020 y 2021a los peajes establecidos en la Orden TEC/1258/2019

Grupo tarifario	Previsión cierre 2020		Previsión 2021		Diferencia (B) - (A)
	Consumo (GWh)	Ingresos por peajes de acceso (miles €) (A)	Consumo (GWh)	Ingresos por peajes de acceso (miles €) (B)	
Baja tensión	108.449	9.631.598	109.776	9.620.931	- 10.668
2.0 A	36.285	4.201.317	31.010	3.969.946	- 231.371
2.0 DHA	32.669	2.714.969	37.826	2.872.633	157.665
2.0 DHS	145	8.831	231	11.234	2.403
2.1 A	3.003	419.793	2.513	391.785	- 28.008
2.1 DHA	4.383	362.206	4.604	370.778	8.572
2.1 DHS	24	1.722	39	2.346	624
3.0 A	31.940	1.922.760	33.553	2.002.209	79.449
Alta tensión	115.793	3.039.852	122.196	3.156.253	116.401
3.1 A (1-30 kV)	13.625	750.811	14.370	782.479	31.668
3.1 A (30-36 kV)	287	12.399	298	12.585	186
6.1 A	50.150	1.620.698	52.859	1.689.914	69.216
6.2	22.192	344.409	23.065	349.519	5.110
6.3	9.757	133.847	10.273	139.161	5.314
6.4 (1)	19.783	177.688	21.330	182.595	4.907
Total	224.242	12.671.451	231.971	12.777.184	105.733

Fuente: CNMC, Orden TEC/1258/2019 y Real Decreto-ley 15/2018

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Dichas previsiones no incluyen los ingresos resultantes de la facturación por energía reactiva (123,9 M€), los ingresos por excesos de potencia¹⁰ (151,5 M€), los ingresos que resultan de la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2014 (véase epígrafe 3.3 del presente informe) (11,8 M€), los ingresos por fraude¹¹ (7,8 M€), ingresos provenientes de los peajes por exportaciones a países no comunitarios¹² (5,1 M€), ingresos o costes derivados del acuerdo ESTO (4,5 M€) ni las rentas de gestión de congestión¹³ (69,5 M€).

Los ingresos regulados previstos para el ejercicio 2021, resultado de considerar los conceptos anteriores, ascienden a 13.151,3 M€, superiores en 116,5 M€ (0,9%) a los previstos para el cierre de 2020 (13.034,8 M€) (véase Cuadro 16).

Cuadro 16. Ingresos totales de acceso previstos para el cierre de 2020 y 2021, a precios de la Orden TEC/1258/2019

Ingresos acceso (miles €)	Previsión cierre 2020 (A)	Previsión 2021 (B)	(B) - (A) (miles €)	%variación (B) sobre (A)
Ingresos por peajes de consumidores	12.927.314	13.052.574	125.260	1,0%
Facturación de peajes	12.671.451	12.777.184	105.733	0,8%
Facturación energía reactiva	109.113	123.902	14.790	13,6%
Facturación excesos de potencia	146.750	151.488	4.737	3,2%
Ingresos por peajes de generadores	9.483	-	- 9.483	-100,0%
Ingresos de conexiones internacionales	78.365	79.099	734	0,9%
Ingresos por exportaciones	4.377	5.111	734	16,8%
Ingresos acuerdo ETSO	4.535	4.535	-	0,0%
Rentas de gestión de restricciones	69.453	69.453	-	0,0%
Ingresos de clientes en régimen transitorio	11.827	11.827	-	0,0%
Ingresos por fraude	7.769	7.769	-	0,0%
Total ingresos de acceso	13.034.757	13.151.269	116.512	0,9%

Fuente: CNMC y Orden TEC/1258/2019

Finalmente, en 2021 se estiman en 3.198 M€ los ingresos externos a los peajes de acceso, importe 357 M€ superior al previsto para el cierre del ejercicio 2020. En particular, se estima que la recaudación derivada de tributos incluidos en el apartado a) de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012 ascenderá a

¹⁰ Las facturaciones por energía reactiva y por excesos de potencia se corresponden con el promedio de la facturación por estos conceptos registrado en los dos últimos ejercicios (2018 y 2019), a efectos de no incorporar el efecto del COVID-19.

¹¹ Los ingresos por fraude son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre de 2020.

¹² Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de facturar la previsión de intercambios con países no comunitarios del Operador del Sistema (1.377 GWh), suponiendo que las potencias contratadas por periodo y la estructura de consumos por periodo horario se corresponden con las realmente registradas en la base de datos de liquidaciones en el periodo comprendido entre agosto 2019 y julio de 2020, a los precios de la Orden TEC/1258/2019.

¹³ Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2021 son el resultado de mantener los importes previstos para el cierre previsto de 2020.

2.098 M€ y los ingresos procedentes de la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero ascenderán a 1.100 M€ (véase Cuadro 17).

Cuadro 17. Ingresos externos a peajes previstos para el cierre de 2020 y 2021

	Previsión cierre 2020 (A)	Previsión inicial 2021 (B)	Diferencia (B) - (A)
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.840.157	2.097.644	257.487
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	<i>1.101.412</i>	<i>1.293.839</i>	<i>192.427</i>
<i>Impuesto nuclear</i>	<i>288.059</i>	<i>288.059</i>	<i>-</i>
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	<i>9.267</i>	<i>9.267</i>	<i>-</i>
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	<i>161.188</i>	<i>221.187</i>	<i>59.999</i>
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	<i>240.189</i>	<i>248.585</i>	<i>8.396</i>
<i>Impuesto carbón</i>	<i>40.043</i>	<i>36.708</i>	<i>- 3.335</i>
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.000.000	1.100.000	100.000
TOTAL	2.840.157	3.197.644	357.487

Fuente: CNMC, Orden TEC/1258/2019, Real Decreto-ley 34/2020 y proyecto de Ley de Presupuestos Generales del Estado para 2021

2.3. Previsión de costes regulados

En este epígrafe se presenta la previsión de la liquidación definitiva del ejercicio 2019 y se resume la previsión de costes regulados para el cierre de 2020 y 2021. En el Anexo IV del presente informe se describen detalladamente las hipótesis que sirven de base para la estimación.

2.3.1. Previsión de Liquidación definitiva del ejercicio 2019

En el Cuadro 18 se muestra la previsión para la Liquidación de cierre de 2019 tomando como punto de partida el resultado de la Liquidación 14/2019¹⁴. En la liquidación de cierre de 2019 se prevén incluir las siguientes partidas:

- En la medida en que el apartado 4 del artículo 72 del RD 738/2015 se establece el procedimiento de cálculo de la retribución adicional que se debe

¹⁴ Para más información véase el *Informe de seguimiento de la Liquidación provisional 14/2019. Análisis de resultados y seguimiento mensual de la proyección anual de los ingresos y costes del sistema eléctrico*, disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/2928885_12.pdf

incorporar en las liquidaciones provisionales a cuenta, pero no establece una provisión específica para la liquidación de cierre del sistema, se ha imputado en la liquidación de cierre del ejercicio 2019 el 50% de lo acreditado en despacho, según las últimas liquidaciones recibidas a la fecha.

Asimismo, se ha incluido el impacto de la modificación de la redacción del artículo 72.3.a.1ª del citado Real Decreto 738/2015 introducida mediante la Disposición final tercera del Real Decreto 647/2020. En particular, conforme a la nueva redacción, en las liquidaciones provisionales se tendrá en cuenta, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

Finalmente, se ha tenido en cuenta el impacto de la Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas por la que se otorga resolución favorable de compatibilidad y régimen retributivo adicional a los grupos Ibiza 25 (RO2-0209), Ibiza 26 (RO2-0210) y Punta Grande 19 (RO2-0212), ubicados en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, de fecha 22 de octubre de 2020.

Teniendo en cuenta lo anterior, el coste de la compensación no peninsular incluido en la liquidación definitiva de 2019 asciende a 695.032.126,57 euros, lo que supone un incremento del coste de 130.712.206,83 euros con respecto a la última liquidación provisional 14/2019.

- Impacto de la revisión de los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2019 y el 30 de junio de 2019 conforme a la disposición final primera.1.b) de la Orden TED/668/2020, de 17 de julio, 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 por la que se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019. La retribución específica de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos se ha reducido en 191.827.645,23 euros.
- Ingresos procedentes de la Ley 15/2012 correspondientes al ejercicio 2019. En particular, en la liquidación definitiva del ejercicio 2019 se han ingresado 242,7 M€ por aplicación de la Ley 15/2012, de los cuales 153,4 M€ se corresponden con el canon por utilización de aguas continentales y 89,3 M€ de las subastas por derechos de emisión de CO₂.
- Impacto de la liquidación definitiva de los sistemas no peninsulares del ejercicio 2015. En particular, en la retribución adicional se ha incluido el impacto de las Resoluciones de 19 de septiembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se aprueban las cuantías definitivas de los costes de generación de liquidación y del extracoste de la actividad de producción en los territorios no peninsulares correspondientes al ejercicio 2015 para los grupos de titularidad del Grupo Endesa (disminución

de coste por importe de 348.572.299,82 euros), para la instalación de Gorona del Viento (mayor coste por importe de 728.104,95 euros) y para la instalación de Cogeneración de Tenerife, S.A.U. (incremento de coste por importe de 7.098,31 euros). En la retribución específica se ha considerado el impacto de la Resolución de 19 de septiembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación y el extracoste de la actividad de producción de las instalaciones con régimen retributivo específico en los territorios no peninsulares desde el 1 de septiembre al 31 de diciembre del ejercicio 2015, que ha dado lugar a un incremento de ingresos del sistema por importe de 20.471.200,04 euros.

Según dichas previsiones en la Liquidación de cierre de 2019 se produciría un desajuste negativo estimado en 527,7 M€.

Cuadro 18. Previsión del desajuste de ingresos y costes de la Liquidación de cierre de 2019

Resultado Liquidación 14/2019 (miles €) (A)	- 1.202.054
Ajustes costes (-)/ ingresos (+) del ejercicio (miles €) (B)	63.357
Retribución adicional SNP	- 130.712
Retribución RECORE peninsular	191.828
Peninsular	- 189.750
No peninsular	- 2.078
Otros costes e ingresos del ejercicio	2.241
Ingresos Ley 15/2012 (miles) (C)	242.730
Subastas CO2	153.334
Canon hidráulico	89.396
Otros costes (-)/ ingresos (+) regulados de ejercicios anteriores(miles €) (D)	368.308
Liquidación definitiva SNP 2015	368.308
Retribución adicional	347.837
Retribución específica	20.471
Desajuste Liquidación de cierre 2019 (miles €) (A) + (B) + (C) + (D)	- 527.659

Fuente: CNMC

Según dichas estimaciones, en la Liquidación definitiva de 2019 los ingresos no serían suficientes para cubrir todos los costes a retribuir con cargo a las liquidaciones, por lo que el superávit del sector eléctrico registrado en ejercicios anteriores se debería aplicar a cubrir el desajuste registrado en el ejercicio 2019,

conforme a lo establecido en la Disposición adicional tercera del el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica.

2.3.2. Previsión de cierre 2020

En el Cuadro 19 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para 2020, según información de a la Orden TEC/1258/2019¹⁵ y el proyecto de Real Decreto de cargos 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 4,5% (765,7 M€) inferiores respecto de los previstos en la Orden TEC/1258/2019 y el Real Decreto de cargos, motivado por una reducción de todos los conceptos de coste, con la excepción de las anualidades para la financiación del déficit que aumentan 4,2 M€.

No obstante, se estima que los costes regulados previstos para 2020, resultado de considerar, además de los costes de acceso, el saldo de los pagos por capacidad y otros costes regulados, serán un 1,8% (304 M€) inferiores a los previstos en la Orden TEC/1258/2019 y el Real Decreto de cargos, debido principalmente a que la incorporación del saldo de los pagos por capacidad (-499 M€), el impacto de la actualización de parámetros retribuidos de las energías renovables (-208 M€) y el impacto de la lesividad de la retribución del transporte (-20 M€) y la distribución (-70 M€), es compensado por el impacto de la aplicación de la Orden TED/865/2020 (189 M€) y la Orden TED/866/2020 (70 M€), la actualización de la retribución de la actividad de la distribución de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 (550 M€) y el impacto de la liquidación definitiva de los sistemas no peninsulares (SNP) del ejercicio 2016.

¹⁵ A diferencia de ejercicios anteriores, la Memoria que acompaña a la Orden TEC/1258/2019 no detalla la totalidad de los costes previstos para el ejercicio 2020.

Cuadro 19. Comparación de los costes regulados previstos para el cierre de 2020 y los costes previstos en la Orden TEC/1258/2019 y la propuesta de RD de cargos

Costes e ingresos del sistema (miles €)	Orden TEC/1258/2019 + Propuesta RD cargos [1]	Previsión CNMC cierre 2020 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Coste Transporte	1.702.153	1.556.612	- 145.541	-8,6%
Coste Distribución	5.454.500	5.193.498	- 261.002	-4,8%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	6.415.550	6.105.303	- 310.247	-4,8%
Retribución sistemas no peninsulares (SNP)	821.870	770.654	- 51.216	-6,2%
Retribución adicional	n.d.	693.470		
Retribución específica	n.d.	77.184		
Servicio de interrumpibilidad	7.570	6.345	- 1.225	-16,2%
Tasa CNMC	20.141	19.435	- 706	-3,5%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	134	130	- 4	-3,3%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.721.645	2.725.861	4.216	0,2%
Costes de acceso (A)	17.143.563	16.377.836	- 765.726	-4,5%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 528.898	- 499.315	29.583	-5,6%
Ingresos Pagos por capacidad	645.898	616.362	- 29.537	-4,6%
Coste Pagos por Capacidad	117.000	117.047	47	0,0%
Incentivo a la inversión	n.d.	117.047	-	
Incentivo a la disponibilidad	n.d.	-	-	
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	-	432.731	432.731	
Impacto de la Orden TED/865/2020		189.300	189.300	
Impacto de la Orden TED/866/2020		12.627	12.627	
Impacto lesividad en retribución del transporte 2016		- 19.910	- 19.910	
Impacto lesividad en retribución de la distribución 2016		- 70.077	- 70.077	
Actualización retribución del transporte 2017-2019		- 33.024	- 33.024	
Actualización retribución de la distribución 2017-2019		549.419	549.419	
Liquidación definitiva SNP 2016		12.713	12.713	
Actualización parámetros retributivos RECORE		- 208.317	- 208.317	
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	16.614.665	16.311.253	- 303.412	-1,8%

Fuentes: CNMC, Orden TEC/1258/2019 y propuesta de RD de cargos.

A continuación, se describen brevemente las principales diferencias entre los costes previstos para el cierre del ejercicio y los costes previstos en la Orden TEC/1258/2019 y la propuesta de Real Decreto de cargos.

- **Retribución del transporte**

La retribución del transporte prevista para el ejercicio 2020 resulta de aplicar la Circular 5/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, teniendo en cuenta el *“Informe para la ejecución de Sentencia del Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra 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, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A.*

para dicho ejercicio 2016”¹⁶, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el 15 de octubre de 2020.

- *Retribución de la distribución*

La retribución de la distribución prevista para el ejercicio 2020 resulta de aplicar la Circular 6/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, teniendo en cuenta el impacto de la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016 y el “Acuerdo por el que se emite informe para ejecución de sentencia de tribunal supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra la orden IET/980/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016”¹⁷, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria el pasado 15 de octubre de 2020. Al respecto se indica que, de los dos cálculos recogidos en el el citado informe se ha considerado el que tiene en cuenta únicamente la corrección relativa a los elementos totalmente amortizados, tal y como establece la Sentencia (esto es, sin reformulación de las cuentas).

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

Se estiman en 6.182 M€ la retribución de la producción renovable, cogeneración de alta eficiencia y residuos prevista para el cierre del ejercicio 2020. Se indica que 6.105 M€ se corresponden con la retribución específica de las instalaciones localizadas en el sistema peninsular y 77 M€ se corresponde con el 50% de la retribución de las instalaciones localizadas en territorio no peninsular.

Finalmente, en el ejercicio 2020 no se considera importe alguno por las reliquidaciones de la DT8^a del RD 413/2014.

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

Se estima que la retribución adicional de los SENP correspondiente al ejercicio 2020 alcanzará 1.387 M€, de cuyo importe el 50% (693 M€) será financiada con cargo a los peajes de acceso, según establece la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013.

- *Anualidades para la financiación del déficit*

Desde la publicación de la Orden TEC/1258/2019 hasta el 1 de octubre de 2020 se han registrado una emisión de FADE (emisión 83^a) destinada a la

¹⁶ Disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3221465.pdf>

¹⁷ Disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3221393.pdf>

refinanciación de vencimientos y dos amortizaciones de bonos. La anualidad correspondiente a FADE tras dichas operaciones asciende a 2.071.229.435,42 € cifra que supera en 4,2 M€ a la incluida en la Orden TEC/1258/2019 (2.067.013.301,03 €).

Cabe indicar que esta previsión deberá ser nuevamente ajustada antes del cierre de este año por una amortización de bonos prevista para el 17/12/2020, así como en caso de que FADE realice emisiones adicionales.

- *Saldo de los pagos por capacidad*

Según la última información disponible por la CNMC, se estima que el superávit de los pagos por capacidad ascienda a 499 M€, importe un 5,6% inferior al previsto inicialmente para el ejercicio¹⁸. La diferencia está motivada, fundamentalmente, por el impacto de la crisis sanitaria sobre la demanda.

- *Otros ingresos y costes liquidables de ejercicios anteriores*

Adicionalmente, en el ejercicio 2020 se han incluido el impacto diversas sentencias del Tribunal Supremo, así como otros aspectos con incidencia en los costes, no contemplados en la previsión inicial para el ejercicio. En particular, se ha considerado los siguientes aspectos:

- Impacto de la Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, que supone un incremento de la retribución de 189,3 M€.
- Impacto de la Orden TED/866/2020, de 15 de septiembre, por la que se establecen las retribuciones de varias empresas de distribución de energía eléctrica correspondientes al segundo periodo del año 2013 y a los años 2014 y 2015 en ejecución de varias sentencias, que supone un aumento de la retribución de 12,6 M€.
- Impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra 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, estimada en 19,9 M€.
- Impacto de la Sentencia del Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra 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, estimada en 70,1 M€.

¹⁸ El saldo de los pagos por capacidad resulta de restar a los ingresos de pagos por capacidad, que resultan de aplicar los precios de los pagos por capacidad a la previsión inicial de demanda peninsular de la CNMC para el ejercicio 2020, los costes asociados a los pagos por capacidad, en coherencia con la propuesta de RD de cargos.

- Impacto de la actualización de la retribución del transporte de los ejercicios 2017, 2018, y 2019, que se estima en un menor coste de 33,0 M€.
- Impacto de la actualización de la retribución de la distribución de los ejercicios 2017, 2018, y 2019, que se estima en un mayor coste de 549,6 M€.
- Impacto de la liquidación definitiva de los SNP del ejercicio 2016 estimado en 12,7 M€.
- Impacto de la Orden TED/668/2020, de 17 de julio, 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 por la que se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019. En particular, se ha incluido el impacto de la actualización de parámetros correspondiente al ejercicio 2018, que supone un menor coste respecto del inicialmente previsto de 208,3 M€.

En el Cuadro 20 se comparan los costes de acceso e ingresos previstos para el 2020 según la Orden TEC/1258/2019 y la propuesta de RD de cargos y los previstos por la CNMC para el cierre del ejercicio. Según dicho escenario de previsión en 2020 se produciría un desajuste negativo estimado en 219,6 M€.

No obstante, se señala que conforme a la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 23/2020 y el punto primero de la Orden TED/952/2020¹⁹, una vez aprobada la liquidación de cierre del ejercicio 2019, si la cuenta específica del superávit eléctrico aún dispusiera de fondos, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los empleará en las sucesivas liquidaciones provisionales a cuenta de la liquidación de cierre del ejercicio 2020 con el fin de cubrir las desviaciones transitorias entre ingresos y costes del sistema eléctrico.

En caso de aplicar el superávit restante tras la liquidación definitiva de 2019 (estimado en, aproximadamente, 500 M€), el ejercicio 2020 registraría un desajuste de positivo estimado en 280,4 M€.

¹⁹Orden TED/952/2020, de 5 de octubre, por la que se aplica el superávit del sistema eléctrico para cubrir los desajustes temporales y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes de los ejercicios 2019 y 2020

Cuadro 20. Previsión del desajuste temporal de ingresos y costes para el cierre de 2020 de la Orden TEC/1258/2019 y de la CNMC

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Orden TEC/1258/2019 + Propuesta RD cargos [1]	Previsión CNMC cierre 2020 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Ingresos regulados (A)	13.288.970	13.034.757	- 254.213	-1,9%
Ingresos por peajes de consumidores	13.153.188	12.927.314	- 225.875	-1,7%
Ingresos por peajes a generadores	-	9.483	9.483	
Ingresos por fraude	16.296	11.827	- 4.469	-27,4%
Ingresos art. 17 RD 216/2014	11.461	7.769	- 3.692	-32,2%
Ingresos de conexiones internacionales	108.024	78.365	- 29.659	-27,5%
Ingresos externos a peajes (B)	3.183.810	3.056.903	- 126.908	-4,0%
Ingresos Ley 15/2012 de medidas fiscales	2.139.065	1.840.157	- 298.908	-14,0%
Ingresos subastas CO2	1.000.000	1.000.000	-	0,0%
Compensación eliminación peaje 6.1 B	44.745	44.745		
Impacto artículo 42 del RDL 11/2020		172.000		
Total ingresos regulados (C) = (A) + (B)	16.472.780	16.091.660	- 381.120	-2,3%
Costes regulados (D)	16.614.665	16.311.253	- 303.412	-1,8%
Costes de acceso	17.143.563	16.377.836	- 765.726	-4,5%
Saldo de pagos por capacidad	- 528.898	- 499.315	29.583	-5,6%
Otros costes regulados	-	432.731	432.731	
Desajuste de actividades reguladas (E) = (C) - (D)	- 141.885	- 219.593	- 77.709	54,8%
Aplicación del superávit de liquidaciones (F)		500.000	500.000	n.a.
Desajuste de actividades reguladas tras aplicación superávit liquidaciones (E) + (F)	- 141.885	280.407	422.291	-297,6%

Fuentes: CNMC, Orden TEC/1258/2019, propuesta de RD de cargos, RD-Ley 23/2020 y Orden TED/952/2020.

2.3.3. Previsión 2021

En el Cuadro 21 se comparan los costes de acceso y regulados previstos para el cierre de 2020 y 2021, teniendo en cuenta la última información disponible por la CNMC. En el Anexo IV del informe se detallan las hipótesis de cálculo.

Los costes de acceso previstos para el ejercicio 2021 se estiman en 16.098,3M€, cifra inferior en 279,6 M€ (1,7%) al importe previsto para el cierre del ejercicio 2020, debido fundamentalmente a la desaparición de la anualidad

correspondiente al déficit de ingresos correspondiente al ejercicio 2005 (282,6 M€).

Por el contrario, los costes regulados previstos para 2021 se estiman en 16.092,3 M€, un 1,8% superiores a los previstos para el cierre del ejercicio 2020, debido, por una parte, al menor saldo de los pagos por capacidad, motivado por el ajuste de los precios previsto en el proyecto de Real Decreto de Cargos y, por otra, a la menor incidencia de otros ingresos y costes regulados de ejercicios anteriores sobre el ejercicio 2021.

Cuadro 21. Comparación de los costes de acceso previstos para el cierre de 2020 y 2021

Costes e ingresos del sistema (Miles €)	Previsión cierre 2020 [1]	Previsión 2021 [2]	Diferencia [2] - [1]	% variación [2] sobre [1]
Retribución Transporte	1.556.612	1.512.308	- 44.304	-2,8%
Retribución Distribución	5.193.498	5.189.057	- 4.441	-0,1%
Retribución renovables, cogeneración y residuos peninsular	6.105.303	6.175.041	69.738	1,1%
Retribución sistemas no peninsulares	770.654	753.177	- 17.477	-2,3%
Retribución adicional	693.470	675.645	- 17.825	-2,6%
Retribución específica	77.184	77.532	348	0,5%
Servicio de interrumpibilidad	6.345	8.325	1.980	31,2%
Tasa CNMC	19.435	19.608	174	0,9%
2ª parte del ciclo de combustible nuclear	130	131	1	0,9%
Anualidades déficit actividades reguladas	2.725.861	2.440.623	- 285.238	-10,5%
Costes de acceso (A)	16.377.836	16.098.269	- 279.567	-1,7%
Déficit (+)/ Superavit (-) Pagos por Capacidad (B)	- 499.315	- 129.582	369.732	-74,0%
Ingresos Pagos por capacidad	616.362	228.529	- 387.832	-62,9%
Coste Pagos por Capacidad	117.047	98.947	- 18.100	-15,5%
Otros costes (+)/ ingresos (-) regulados (C)	- 67.269	123.656	190.925	-283,8%
Impacto de la Orden TED/865/2020	189.300	-	- 189.300	-100,0%
Impacto de la Orden TED/866/2020	12.627	-	- 12.627	-100,0%
Impacto lesividad en retribución del transporte 2016	- 19.910	-	19.910	-100,0%
Impacto lesividad en retribución de la distribución 2016	- 70.077	-	70.077	-100,0%
Actualización retribución del transporte 2017-2019	- 33.024	-	33.024	-100,0%
Actualización retribución de la distribución 2017-2019	549.419	-	- 549.419	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2016	12.713	-	- 12.713	-100,0%
Liquidación definitiva SNP 2017	-	123.656	123.656	n.a.
Actualización parámetros retributivos RECORE	- 208.317	-	208.317	-100,0%
Aplicación del superávit de liquidaciones	- 500.000	-	500.000	-100,0%
Total costes regulados (D) = (A) + (B) + (C)	15.811.253	16.092.343	281.090	1,8%

Fuentes: CNMC, Orden TEC/1258/2019 y Memoria que acompañó a la propuesta de Orden.

3. Suministro de último recurso

3.1. Información relativa a los consumidores acogidos a PVPC

En el Cuadro 22 se muestra el número de clientes, la potencia facturada y el consumo, de los consumidores acogidos a PVPC (precio voluntario de pequeño consumidor) correspondientes a los años 2019, 2020 y 2021.

Dichas previsiones han sido confeccionadas teniendo en cuenta (i) las previsiones de demanda descritas en el epígrafe 2.1 del presente informe para el cierre 2020 y 2021 y (ii) la evolución del porcentaje de consumidores que con derecho a PVPC son abastecidos por CUR de acuerdo con la información declarada por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes en la base de datos de liquidaciones eléctricas, dado que no se dispone de información para las empresas de menos de 100.000 clientes.

En particular, para estimar el cierre de 2020 y 2021 se analiza la evolución del porcentaje del número de clientes, potencia contratada y consumo registrados en el periodo comprendido entre enero y julio de 2020 respecto del total de consumidores con derecho a PVPC, y se extrapola la tendencia registrada a la segunda parte del año 2020 y a 2021, todo ello desagregado por subsistema peninsular, balear y canario. Posteriormente, se aplican los porcentajes obtenidos a la previsión de demanda para el cierre del ejercicio 2020 y de 2021 de cada subsistema.

Lo anterior implica, por una parte, extender para cada subsistema (peninsular, balear y canario) la relación entre los clientes acogidos a PVPC y los clientes con derecho a PVPC que se registra para las empresas con más de 100.000 clientes. Por otra parte, no es posible estimar los clientes acogidos a PVPC en los subsistemas ceutí y melillense por no disponerse de la información necesaria para ello.

En el Anexo V se recoge esta misma información desagregada por subsistema peninsular, extrapeninsular e insular, de acuerdo con la solicitud de información de la Dirección General de Política Energética y Minas.

Cuadro 22. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los consumidores acogidos a PVPC en el territorio nacional.

AÑO 2019			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.577.526	39.322.777	20.934.986
PVPC con DHA	867.751	4.129.936	4.197.618
PVPC con DHS	2.000	9.657	8.646
TOTAL	11.447.277	43.462.370	25.141.250

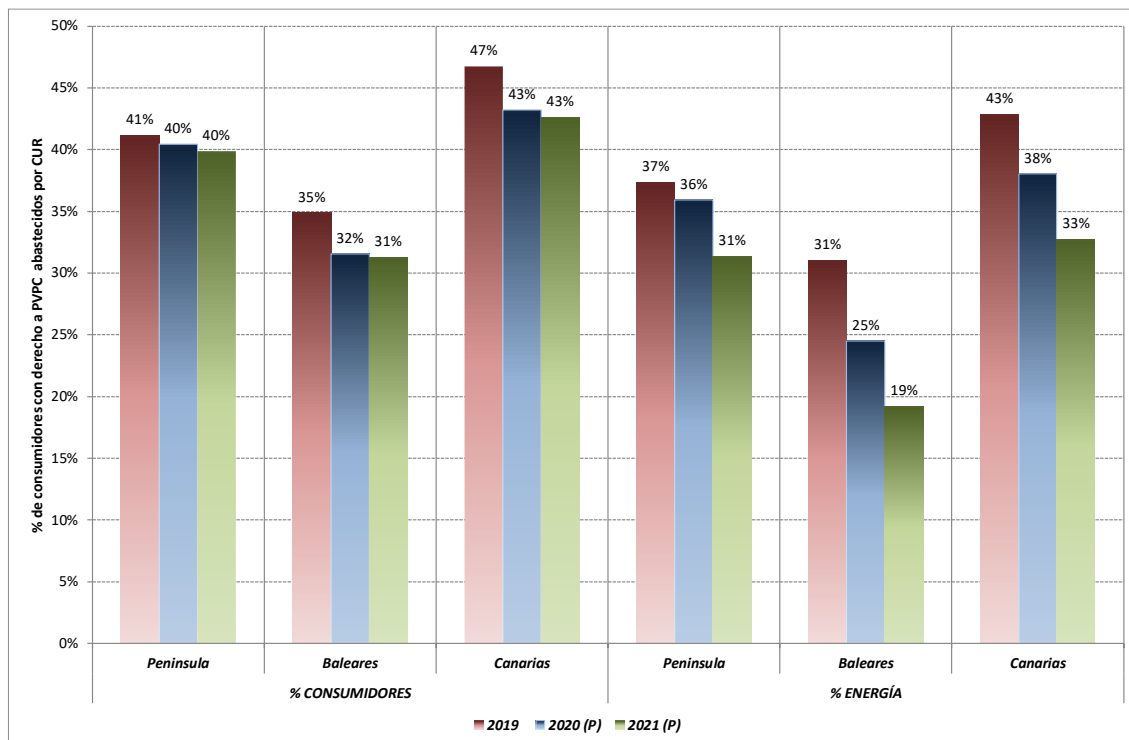
AÑO 2020			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	10.145.757	36.351.470	19.462.527
PVPC con DHA	1.018.091	5.078.202	5.128.029
PVPC con DHS	2.412	13.714	16.775
TOTAL	11.166.260	41.443.386	24.607.331

AÑO 2021			
Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	11.111.752	40.603.485	21.374.483
TOTAL	11.111.752	40.603.485	21.374.483

Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Según dichos supuestos, se estima que en 2021 el 40% de los consumidores con potencia contratada inferior a 10 kW serán suministrados por un CUR, representando su consumo el 31% de la energía de consumida por dicho grupo de consumidores. En el Gráfico 1 se muestra la evolución del número de clientes y consumo respecto del total de consumidores con potencia contratada inferior desagregado por subsistema.

Gráfico 1. Porcentaje de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por CUR.



Fuente: Base de datos de liquidaciones y CNMC

Cabe señalar que, las previsiones del número de consumidores con derecho a PVPC abastecidos por un CUR y del consumo asociado son variables de difícil previsión, al depender éstas de las ofertas comerciales de las distintas empresas, de la composición del PVPC, de la evolución del precio de mercado, así como de otros factores, por lo que se deben considerar como previsiones meramente indicativas.

3.2. Información relativa a los consumidores a los que se les aplica bono social

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre la evolución de los ingresos de los comercializadores de referencia por la facturación de los consumidores a los que han aplicado el bono social, así como la desagregación por peajes de acceso del número de consumidores, potencia contratada por periodo tarifario, consumo y facturación previsto para el cierre del ejercicio 2020 y 2021.

La CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, información a las empresas eléctricas con objeto de dar cumplimiento a las funciones que esta Comisión tiene establecidas en la normativa vigente. Entre la información requerida no se solicitó la relativa a los consumidores a los que se aplica el bono social, debido a que

ésta no es necesaria ni para el establecimiento de los peajes de transporte y distribución ni para la emisión del correspondiente informe sobre los cargos.

En consecuencia, se indica que no es posible la estimación para el cierre de 2020 y 2021 del número de consumidores, potencia contratada por periodo tarifario, consumo y facturación y energía asociada de los suministros a los que se aplica el bono social con la información disponible en la CNMC.

No obstante, a título informativo en el Cuadro 23 se muestra información relativa al número de clientes a los que se aplica el bono social, su consumo y el bono social correspondiente a 2019 y en el periodo comprendido entre enero y agosto de 2020, de acuerdo con la última información disponible remitida por las empresas comercializadoras de último recurso. Se observa que, en diciembre 2019 el número de consumidores acogido al bono social fue de 1.272.646 clientes, mientras que en agosto de 2020 el número de consumidores a los que se aplicó bono social ascendió a 1.315.019 un 3,3% superior al registrado en 2019.

Cuadro 23. N° de Consumidores a los que se aplica bono social

Colectivo	2019			Septiembre - agosto 2020		
	N° clientes (diciembre 2019)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)	N° clientes (agosto 2018)	Consumo (MWh)	Bono social (miles €)
Consumidores vulnerables	651.567	1.871.964	59.698	685.603	2.076.132	58.472
Pensionistas	100.474	240.968	7.860	95.210	244.524	7.160
Familia numerosas	220.755	859.232	29.305	237.115	964.010	28.619
Unidad familiar sin menores	292.411	661.015	19.353	306.515	728.842	19.261
Unidad familiar con un menor	21.049	58.918	1.667	23.177	71.135	1.747
Unidad familiar con dos menores	16.878	51.831	1.513	18.624	62.645	1.572
COVID-19 (Art. 28 del RD-Ley 11/2020)				4.962	4.978	113
Consumidores vulnerables severos	621.079	1.524.140	76.899	629.416	1.687.805	74.759
Pensionistas	74.034	169.825	9.152	63.470	165.595	7.953
Familia numerosas	92.137	326.271	17.960	88.879	340.650	16.251
Unidad familiar sin menores	351.865	749.540	36.552	364.588	840.339	36.566
Unidad familiar con un menor	63.553	166.033	7.848	69.273	201.989	8.276
Unidad familiar con dos menores	39.490	112.472	5.387	43.206	139.232	5.714
TOTAL	1.272.646	3.396.104	136.597	1.315.019	3.763.937	133.231

Fuente: CNMC

3.3. Información relativa a los consumidores en régimen transitorio

Los ingresos por la aplicación del artículo 17 del Real Decreto 216/2015, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, previstos para el cierre de 2020 se estiman en 11.827 miles de €, importe equivalente a los ingresos reales registrados en el periodo comprendido entre septiembre de 2019 y agosto de 2020.

Se estima que los ingresos previstos por este concepto se mantendrán en el ejercicio 2021.

4. Otra información

4.1. Información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas

La DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas en términos anuales y con detalle mensual, desagregada por Comunidades, a nivel de provincia, y Ciudades Autónomas para los ejercicios 2015, 2016, 2017, 2018, 2019 y 2020.

Por otra parte, la DGPEM ha solicitado en su escrito información sobre el número de consumidores, consumos y potencias contratadas por periodos y facturaciones previstas para el cierre de los ejercicios 2020 y 2021 desagregada por Comunidades y Ciudades Autónomas. En el epígrafe 2.1 y en los Anexos I y II se aporta la información requerida desagregada por subsistema peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

Esta Comisión no dispone de la información necesaria para desagregar las previsiones del subsistema peninsular por Comunidad Autónoma, por lo que, en su defecto, en los cuadros inferiores se aporta la información disponible en la base de datos de liquidaciones para las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes relativa al número de clientes, potencia facturada, consumo y facturación desagregada por provincia para los ejercicios 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019.

Cuadro 24. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2015

Comunidad Autónoma	Provincia	2015			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.669.668	25.400	32.971	2.074.558
	Almería	425.128	2.294	2.866	185.888
	Cádiz	568.547	3.214	5.119	254.523
	Córdoba	409.005	2.287	2.718	191.940
	Granada	564.860	2.723	3.048	218.749
	Huelva	312.877	1.773	3.349	143.713
	Jaén	403.312	1.977	2.613	169.938
	Málaga	1.048.148	5.653	5.880	451.200
	Sevilla	937.791	5.480	7.378	458.607
Aragón		862.192	5.849	9.182	462.649
	Huesca	148.396	1.066	2.071	83.036
	Teruel	123.568	656	839	50.505
	Zaragoza	590.228	4.127	6.272	329.107
Asturias	Asturias	718.767	4.528	9.727	340.236
Baleares	Baleares	691.775	4.870	5.183	397.141
Canarias		1.156.628	6.304	7.876	519.711
	Las Palmas	600.927	3.499	4.586	292.922
	Santa Cruz de Tenerife	555.701	2.805	3.290	226.789
Cantabria	Cantabria	423.488	2.500	3.894	185.736
Castilla La Mancha		1.340.258	8.809	13.479	778.450
	Albacete	229.762	1.412	1.920	120.477
	Ciudad Real	323.842	2.384	4.896	237.871
	Cuenca	147.620	852	914	65.682
	Guadalajara	179.844	1.130	1.536	77.886
	Toledo	459.190	3.031	4.213	276.535
Castilla y León		1.573.771	9.638	11.768	734.977
	Ávila	113.223	711	625	51.611
	Burgos	211.379	1.525	2.286	116.428
	León	321.219	1.754	1.860	131.096
	Palencia	104.856	679	997	52.594
	Salamanca	209.742	1.325	1.407	100.707
	Segovia	137.309	658	671	49.660
	Soria	71.158	508	682	36.983
	Valladolid	276.312	1.760	2.562	142.685
	Zamora	128.573	718	678	53.211
Cataluña		4.201.226	28.996	40.558	2.374.797
	Barcelona	2.867.044	19.980	27.193	1.645.199
	Gerona	509.123	3.322	3.711	261.408
	Lérida	244.160	1.688	2.082	140.388
	Tarragona	580.899	4.006	7.573	327.801
Extremadura		543.451	3.065	3.750	245.105
	Badajoz	345.501	1.932	2.672	157.944
	Cáceres	197.950	1.133	1.078	87.162
Galicia		1.719.928	8.757	16.723	692.252
	La Coruña	706.731	3.572	6.615	272.381
	Lugo	253.957	1.672	5.236	123.690
	Orense	250.405	1.072	1.242	86.718
	Pontevedra	508.835	2.441	3.630	209.463
La Rioja	La Rioja	187.067	1.277	1.486	99.668
Madrid	Madrid	3.516.399	19.143	22.958	1.570.507
Murcia	Murcia	1.001.427	5.053	7.957	441.113
Navarra	Navarra	353.563	2.544	4.382	212.974
País Vasco		1.236.302	8.514	15.544	692.863
	Álava	171.903	1.407	2.432	117.336
	Guipúzcoa	409.796	2.917	5.582	241.104
	Vizcaya	654.603	4.190	7.530	334.423
Comunidad Valenciana		3.563.722	18.764	23.259	1.528.351
	Alicante	1.437.404	7.292	7.879	579.957
	Castellón	411.464	2.705	4.257	228.683
	Valencia	1.714.854	8.767	11.123	719.710
Total		27.759.632	164.010	230.695	13.351.087

Fuente: CNMC

Cuadro 25. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2016

Comunidad Autónoma	Provincia	2016			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.687.289	24.808	33.875	2.069.699
	Almería	427.907	2.238	2.965	184.549
	Cádiz	569.723	3.126	5.171	252.262
	Córdoba	410.161	2.243	2.791	192.526
	Granada	567.507	2.665	3.129	219.287
	Huelva	313.259	1.757	3.595	144.890
	Jaén	403.705	1.943	2.723	171.210
	Málaga	1.054.960	5.513	5.988	447.905
	Sevilla	940.067	5.322	7.513	457.070
Aragón		863.636	5.683	9.300	454.997
	Huesca	148.582	1.046	2.081	82.652
	Teruel	123.606	641	864	50.302
	Zaragoza	591.448	3.996	6.355	322.043
Asturias	Asturias	718.787	4.476	9.773	336.851
Baleares	Baleares	695.634	4.743	5.250	392.238
Canarias		1.162.041	6.195	8.010	518.167
	Las Palmas	603.531	3.432	4.652	291.318
	Santa Cruz de Tenerife	558.510	2.763	3.358	226.849
Cantabria	Cantabria	424.632	2.449	3.853	184.164
Castilla La Mancha		1.357.715	7.649	10.123	628.947
	Albacete	232.995	1.377	1.949	118.896
	Ciudad Real	323.967	1.767	2.256	147.523
	Cuenca	149.115	842	930	65.568
	Guadalajara	183.256	1.127	1.572	79.393
	Toledo	468.382	2.536	3.416	217.567
Castilla y León		1.587.186	9.562	12.147	735.848
	Ávila	115.676	701	615	50.884
	Burgos	211.773	1.504	2.341	115.584
	León	321.664	1.734	1.966	131.278
	Palencia	105.162	679	1.012	51.944
	Salamanca	215.036	1.313	1.376	100.179
	Segovia	137.462	688	861	55.643
	Soria	71.733	499	667	36.479
	Valladolid	278.335	1.730	2.620	140.858
	Zamora	130.345	714	690	53.000
Cataluña		4.204.813	28.351	40.832	2.344.309
	Barcelona	2.870.040	19.508	27.298	1.620.311
	Gerona	509.499	3.255	3.773	259.201
	Lérida	244.193	1.642	2.109	138.405
	Tarragona	581.081	3.946	7.652	326.392
Extremadura		558.267	2.986	3.845	242.939
	Badajoz	350.285	1.879	2.750	156.517
	Cáceres	207.982	1.107	1.096	86.422
Galicia		1.723.212	8.910	17.731	725.641
	La Coruña	708.446	3.754	7.696	305.263
	Lugo	254.480	1.644	5.214	122.570
	Orense	250.276	1.091	1.259	87.838
	Pontevedra	510.010	2.421	3.560	209.970
La Rioja	La Rioja	188.699	1.254	1.494	98.370
Madrid	Madrid	3.578.855	19.523	25.607	1.653.312
Murcia	Murcia	984.431	5.009	8.075	439.572
Navarra	Navarra	359.033	2.504	4.480	210.319
País Vasco		1.236.875	8.232	14.803	666.293
	Álava	172.590	1.373	2.434	111.823
	Guipúzcoa	410.206	2.819	5.241	232.221
	Vizcaya	654.079	4.040	7.129	322.250
Comunidad Valenciana		3.523.746	18.503	23.524	1.514.415
	Alicante	1.411.521	7.197	7.963	574.785
	Castellón	411.298	2.691	4.414	231.138
	Valencia	1.700.927	8.615	11.147	708.493
Total		27.854.851	160.837	232.723	13.216.083

Fuente: CNMC

Cuadro 26. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2017

Comunidad Autónoma	Provincia	2017			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.716.122	24.482	34.651	2.073.110
	Almería	431.847	2.218	3.094	185.742
	Cádiz	572.255	3.074	5.264	252.262
	Córdoba	411.557	2.202	2.817	191.857
	Granada	571.703	2.644	3.173	219.971
	Huelva	314.971	1.748	3.733	145.945
	Jaén	404.275	1.920	2.803	171.647
	Málaga	1.064.819	5.435	6.089	447.936
	Sevilla	944.695	5.240	7.678	457.749
Aragón		867.102	5.574	9.569	452.473
	Huesca	149.088	1.034	2.206	83.175
	Teruel	123.902	632	876	50.084
	Zaragoza	594.112	3.908	6.488	319.214
Asturias	Asturias	722.485	4.459	9.875	333.596
Baleares	Baleares	701.202	4.657	5.446	394.728
Canarias		1.170.339	6.127	8.197	519.937
	Las Palmas	607.631	3.388	4.757	291.812
	Santa Cruz de Tenerife	562.708	2.739	3.441	228.126
Cantabria	Cantabria	428.619	2.409	4.076	182.614
Castilla La Mancha		1.362.840	7.561	10.178	624.326
	Albacete	232.266	1.359	1.991	118.586
	Ciudad Real	328.694	1.747	2.301	145.961
	Cuenca	150.094	833	955	65.281
	Guadalajara	183.352	1.113	1.489	78.153
	Toledo	468.434	2.509	3.443	216.344
Castilla y León		1.566.041	9.457	12.327	730.152
	Ávila	113.130	698	619	50.960
	Burgos	207.916	1.495	2.418	115.723
	León	319.330	1.702	1.969	129.345
	Palencia	103.617	665	1.021	50.939
	Salamanca	210.875	1.297	1.387	98.757
	Segovia	139.011	686	869	55.187
	Soria	70.625	497	710	36.763
	Valladolid	273.411	1.717	2.651	140.359
	Zamora	128.126	700	683	52.118
Cataluña		4.228.761	27.952	41.770	2.340.982
	Barcelona	2.887.381	19.244	27.845	1.616.270
	Gerona	512.489	3.222	3.906	260.670
	Lérida	245.235	1.608	2.164	137.663
	Tarragona	583.656	3.878	7.855	326.380
Extremadura		552.725	2.956	3.938	241.190
	Badajoz	350.123	1.864	2.858	156.155
	Cáceres	202.602	1.091	1.081	85.035
Galicia		1.737.636	8.812	17.731	716.594
	La Coruña	715.401	3.712	7.728	301.646
	Lugo	255.751	1.629	5.221	121.794
	Orense	251.517	1.080	1.243	86.209
	Pontevedra	514.967	2.391	3.540	206.944
La Rioja	La Rioja	185.873	1.237	1.478	97.215
Madrid	Madrid	3.577.834	19.212	25.445	1.627.007
Murcia	Murcia	1.016.735	5.001	8.444	446.755
Navarra	Navarra	356.420	2.481	4.608	208.348
País Vasco		1.233.508	8.122	15.194	656.906
	Álava	170.950	1.355	2.518	108.967
	Guipúzcoa	412.760	2.758	5.250	228.561
	Vizcaya	649.798	4.008	7.426	319.378
Comunidad Valenciana		3.619.718	18.316	24.187	1.521.708
	Alicante	1.453.757	7.138	8.140	579.121
	Castellón	418.590	2.654	4.626	230.123
	Valencia	1.747.371	8.523	11.421	712.464
Total		28.043.960	158.813	237.114	13.167.641

Fuente: CNMC

Cuadro 27. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2018

Comunidad Autónoma	Provincia	2018			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.747.383	23.577	34.725	2.056.603
	Almería	436.759	2.143	3.147	185.102
	Cádiz	575.420	2.964	5.241	250.277
	Córdoba	413.614	2.136	2.839	190.335
	Granada	576.060	2.529	3.214	219.119
	Huelva	316.387	1.701	3.741	144.349
	Jaén	405.560	1.849	2.734	169.837
	Málaga	1.073.965	5.229	6.200	448.362
	Sevilla	949.618	5.026	7.610	449.223
Aragón		870.880	5.347	9.596	446.938
	Huesca	149.623	1.005	2.229	82.983
	Teruel	124.172	611	881	49.483
	Zaragoza	597.085	3.731	6.485	314.472
Asturias	Asturias	723.187	4.411	9.905	331.575
Baleares	Baleares	706.561	4.410	5.523	392.420
Canarias		1.179.304	5.871	8.136	513.601
	Las Palmas	612.235	3.245	4.691	287.302
	Santa Cruz de Tenerife	567.069	2.626	3.445	226.299
Cantabria	Cantabria	428.436	2.340	3.975	180.029
Castilla La Mancha		1.361.382	7.433	10.408	622.182
	Albacete	233.814	1.331	1.926	117.326
	Ciudad Real	322.067	1.696	2.250	142.220
	Cuenca	151.118	827	977	65.559
	Guadalajara	184.335	1.102	1.667	79.156
	Toledo	470.048	2.478	3.588	217.921
Castilla y León		1.563.979	9.289	12.557	728.343
	Ávila	113.021	685	617	50.820
	Burgos	207.916	1.473	2.484	115.728
	León	317.690	1.673	2.034	129.874
	Palencia	103.001	650	1.038	50.785
	Salamanca	212.907	1.268	1.422	98.063
	Segovia	138.387	676	889	55.116
	Soria	71.017	492	740	37.004
	Valladolid	272.160	1.689	2.644	139.173
	Zamora	127.880	682	688	51.780
Cataluña		4.249.438	26.803	41.476	2.320.187
	Barcelona	2.902.488	18.431	27.588	1.599.454
	Gerona	514.951	3.104	4.048	260.630
	Lérida	246.267	1.547	2.245	136.117
	Tarragona	585.732	3.721	7.595	323.986
Extremadura		560.237	2.870	3.982	239.825
	Badajoz	352.611	1.801	2.902	155.032
	Cáceres	207.626	1.069	1.081	84.793
Galicia		1.737.496	8.690	18.041	717.360
	La Coruña	715.348	3.663	7.982	303.273
	Lugo	256.667	1.609	5.273	121.739
	Orense	250.587	1.060	1.258	85.542
	Pontevedra	514.894	2.358	3.529	206.807
La Rioja	La Rioja	185.138	1.208	1.485	96.651
Madrid	Madrid	3.616.881	18.833	25.745	1.622.424
Murcia	Murcia	1.017.793	4.917	8.513	448.409
Navarra	Navarra	356.710	2.444	4.658	207.355
País Vasco		1.229.724	7.995	15.318	647.501
	Álava	170.734	1.326	2.531	106.890
	Guipúzcoa	413.489	2.725	5.320	225.171
	Vizcaya	645.501	3.944	7.467	315.440
Comunidad Valenciana		3.639.130	17.957	24.471	1.526.593
	Alicante	1.458.749	7.013	8.283	582.205
	Castellón	423.007	2.602	4.697	230.945
	Valencia	1.757.374	8.342	11.491	713.443
Total		28.173.659	154.395	238.515	13.097.996

Fuente: CNMC

Cuadro 28. Número de consumidores, potencia facturada, consumo y facturación, desagregado por provincia. Año 2019

Comunidad Autónoma	Provincia	2019			
		Nº clientes	Potencia Facturada (MW)	Consumo (MWh)	Facturación acceso (miles €)
Andalucía		4.786.276	22.548	34.612	2.032.745
	Almería	418.958	1.930	2.942	172.890
	Cádiz	550.579	2.715	4.992	232.728
	Córdoba	366.222	1.793	2.456	162.769
	Granada	550.004	2.264	2.982	202.837
	Huelva	301.851	1.592	3.894	138.903
	Jaén	389.179	1.762	2.794	168.933
	Málaga	1.201.186	5.615	6.711	490.904
	Sevilla	1.008.297	4.879	7.841	462.781
Aragón		873.786	5.107	9.728	443.533
	Huesca	149.985	976	2.279	83.852
	Teruel	124.233	588	873	48.795
	Zaragoza	599.568	3.543	6.576	310.886
Asturias	Asturias	737.397	4.152	8.740	318.776
Baleares	Baleares	710.471	4.138	5.558	389.584
Canarias		1.185.981	5.591	8.183	511.698
	Las Palmas	615.334	3.082	4.701	285.093
	Santa Cruz de Tenerife	570.647	2.509	3.482	226.605
Cantabria	Cantabria	429.512	2.278	3.880	177.819
Castilla La Mancha		1.376.462	7.236	10.699	623.204
	Albacete	235.858	1.289	1.993	117.585
	Ciudad Real	326.938	1.665	2.367	143.572
	Cuenca	152.589	807	1.000	65.805
	Guadalajara	187.363	1.074	1.721	79.413
	Toledo	473.714	2.401	3.617	216.829
Castilla y León		1.565.995	8.963	12.502	721.058
	Ávila	112.145	661	620	50.317
	Burgos	208.625	1.411	2.421	113.359
	León	318.086	1.599	2.040	127.352
	Palencia	103.021	634	1.053	50.591
	Salamanca	213.492	1.226	1.415	97.255
	Segovia	139.211	658	890	55.054
	Soria	71.524	478	716	36.655
	Valladolid	271.812	1.634	2.655	138.769
	Zamora	128.079	661	693	51.707
Cataluña		4.258.619	25.359	41.205	2.287.976
	Barcelona	2.910.024	17.403	27.300	1.574.051
	Gerona	515.718	2.953	4.035	258.926
	Lérida	246.806	1.474	2.298	135.066
	Tarragona	586.071	3.529	7.572	319.933
Extremadura		543.096	2.674	3.766	228.724
	Badajoz	339.652	1.646	2.701	145.388
	Cáceres	203.444	1.028	1.065	83.336
Galicia		1.743.300	8.294	16.331	699.375
	La Coruña	717.850	3.389	6.420	288.964
	Lugo	257.131	1.581	5.121	120.790
	Orense	251.180	1.033	1.252	84.130
	Pontevedra	517.139	2.291	3.538	205.491
La Rioja	La Rioja	185.841	1.161	1.481	95.751
Madrid	Madrid	3.616.673	17.957	25.401	1.591.858
Murcia	Murcia	1.040.018	4.751	8.531	447.174
Navarra	Navarra	359.618	2.381	4.710	205.886
País Vasco		1.225.297	7.766	14.996	614.345
	Álava	170.617	1.283	2.479	100.432
	Guipúzcoa	412.120	2.664	5.250	213.492
	Vizcaya	642.560	3.819	7.267	300.420
Comunidad Valenciana		3.682.261	17.340	24.007	1.516.226
	Alicante	1.488.205	6.780	8.348	578.136
	Castellón	427.335	2.512	4.256	228.830
	Valencia	1.766.721	8.048	11.403	709.260
Total		28.320.603	147.697	234.332	12.905.733

Fuente: CNMC

4.2. Balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos horarios

La DGPEM ha solicitado en su escrito, para el último año disponible los balances de potencia y energía para el sistema eléctrico nacional total y para cada uno de los periodos tarifarios correspondientes. Respecto de los balances de potencia por periodo horario la DGPEM no indica en su escrito la referencia de cálculo (hora concreta o número de horas de mayor demanda).

Esta Comisión ha solicitado a los agentes los balances de potencia y energía para la hora de mayor demanda de cada periodo tarifario de la discriminación horaria en seis periodos establecida en la Circular 3/2020, de 15 de enero, del año 2019.

En el Anexo VI del presente informe se da traslado de la información recibida por la CNMC, agregada a partir de la información aportada por cada una de las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes.

4.3. Retribución del proyecto XBID (actualmente SIDC) de la sociedad OMI-Polo Español, S.A. (OMIE) en 2021

En relación con la solicitud de datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2021 remitida por el Director General de Política Energética y Minas a esta Comisión en fecha 27 de octubre de 2020, se considera necesario remitir la propuesta de retribución del proyecto XBID (actualmente SIDC) correspondiente al OMIE para 2021, dado que la retribución provisional de dicho proyecto se recoge en la Orden Ministerial que establece la retribución del OMIE en su conjunto para 2021, siendo la Comisión la que dispone de la información necesaria para poder elaborar una previsión de retribución de los proyectos europeos atribuidos al regulador nacional de acuerdo con las normas de derecho comunitario europeo.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 14.11 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, en la redacción dada por el artículo 4.6 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, la retribución del operador de mercado (salvo aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se atribuya al regulador nacional de conformidad con las normas de derecho comunitario europeo) y los precios que debe cobrar a los agentes son fijados anualmente por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

La Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020 establece en su Disposición transitoria tercera “Retribución del OMI-Polo Español, S.A. (OMIE), y precios a cobrar a los agentes”, que la retribución de la sociedad OMIE correspondiente al año 2020 será de 13.123 miles de euros. Esta cantidad podrá ser incrementada en un máximo de 3.184 miles de euros, previa acreditación documental, por los costes en los que incurra el operador del mercado que se deriven del proyecto de desarrollo, puesta en marcha, operación y gestión de la plataforma conjunta de negociación, para un mercado intradiario de ámbito europeo (XBID) de acuerdo con lo establecido en los artículos 75 y 76 del Reglamento (UE) 2015/1222 de la Comisión de 24 de julio de 2015, por el que se establece una directriz sobre la asignación de capacidad y la gestión de las congestiones, así como por los costes en los que incurra relativos a la Unidad de Seguimiento y Monitorización que se deriven de las obligaciones del Reglamento (UE) n.º 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía. De cara a realizar una propuesta de retribución para 2021 del proyecto XBID (actualmente denominado “Single Intraday Coupling” - SIDC), analizar los costes del proyecto PCR (actualmente “Single Day Ahead Coupling” - SADC), así como para poder informar la propuesta de retribución para 2021 que realice el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en fecha 11 de mayo de 2020 esta Comisión remitió petición de información al OMIE, similar a la remitida en años anteriores. En fecha 28 de octubre de 2020 se ha recibido información del OMIE referida a la actividad del operador en el ámbito comunitario europeo de actuaciones, al que se refiere el artículo 14.11 de la Ley 24/2013. En relación a la previsión de costes del proyecto XBID (SIDC) para 2021, el OMIE aporta las siguientes partidas:

- Costes comunes: 573 miles € (diferencia entre 805 miles € previstos de gastos y 232 miles € previstos de ingresos).
- Serv. Desarrollo Tecnología (LTS y otros): 650 miles €.
- Costes de personal: 474 miles €.
- COLT: 65 miles €.
- Viajes y otros 62 miles €.

El coste total previsto para 2021 se sitúa en 1.824 miles de €.

Cabe señalar que estos costes no difieren significativamente de los reconocidos en la “Resolución de validación de los costes del Operador del Mercado de 2018 sujetos a acreditación documental” (expediente INF/DE/013/19)²⁰, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC el 10 de octubre de 2019. Como ejemplo de esto se puede señalar que en dicha resolución se reconocieron 452 miles € de costes de personal; 61 miles € de COLT; 45 miles € de viajes y 632 miles € de servicios de desarrollo de tecnología.

²⁰<https://www.cnmc.es/gl/node/377305>

Es importante señalar que en la documentación presentada por OMIE a esta Comisión en respuesta al requerimiento de información de mayo 2020, en el apartado correspondiente a “Costes asociados al Single Intraday Coupling (SIDC)” se señala lo siguiente (subrayado añadido): *“Se incluyen por tanto en este apartado todos los costes en los que incurre OMIE en este proyecto, tanto comunes como nacionales, independientemente de su naturaleza, a excepción de los de viajes, telecomunicaciones y personal, que se recogen en sus respectivas partidas. No obstante, dado que OMIE es parte del SIDC como NEMO designado en España y Portugal, la futura metodología debería incluir estos costes en la base de retribución”*.

Por consiguiente, de acuerdo con la información aportada por OMIE, la previsión para 2021 de costes de personal, telecomunicaciones y viajes correspondientes al proyecto XBID (SIDC) habría sido incluida igualmente por el Operador de Mercado dentro de las partidas contables que considera que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico debe incorporar en la metodología de retribución del Operador del Mercado que está pendiente de desarrollo. Es importante destacar que, si la metodología de retribución que se desarrolle incorporase dichos costes, se estaría retribuyendo al OMIE dos veces el mismo concepto. En este mismo sentido cabe igualmente destacar que en la “Resolución de validación de los costes del Operador del Mercado de 2018 sujetos a acreditación documental” (expediente INF/DE/013/19), esta Comisión ya advirtió que (énfasis añadido): *“La estricta imputación de los costes de personal a la actividad recurrente del operador del mercado o a los proyectos europeos deberá tenerse en cuenta para evitar su doble retribución”*.

En conclusión, esta Comisión considera que en la propuesta de retribución del OMIE para 2021 se pueden incluir, como máximo, 1.824 miles € correspondientes al proyecto XBID (SIDC), sujetos a la correspondiente acreditación documental. Por otra parte, esta Comisión considera que en el cálculo de la retribución de la sociedad OMIE correspondiente al año 2021 (13.123 miles de euros en 2020), se debe ser especialmente cauteloso dado que de acuerdo con la información recibida de OMIE, esta sociedad podría estar solicitando que se le incorpore en su base retributiva partidas de costes de personal, telecomunicaciones y viajes que se le podrían retribuir también dentro de los costes del proyecto XBID (SIDC), de forma similar a como se hizo en la resolución de validación de los costes de 2018, pudiéndose producir, por tanto, la doble retribución de determinadas partidas de costes del OMIE. Como ejemplo de esto cabe señalar que el OMIE imputa la dedicación de 10 personas equivalentes al proyecto XBID (SIDC). Por consiguiente, los gastos de personal de dichas 10 personas equivalentes no deben ser incluidos en la base retributiva del operador de mercado, aunque éste los haya incluido en su petición de retribución al Ministerio.

Por otra parte, cabe recordar que respecto al proyecto PCR (actualmente SDAC) esta Comisión incluyó dentro de la base retributiva (es decir, estaría incluido

dentro de los 13.123 miles de euros de retribución de la Sociedad en 2020), una partida de 572 miles de euros que se corresponde con los gastos netos de este proyecto en 2013. Sin embargo, de acuerdo con la información aportada por OMIE, “se estima que los costes comunes atribuibles a OMIE en 2021 podrían ascender a 462 miles de euros”. Nuevamente el OMIE señala, en su respuesta al requerimiento de información de mayo 2020, que los gastos internos de personal y de viajes correspondientes a este proyecto están “incluidos en sus respectivas partidas de actividad de regulada”. Por consiguiente, esta Comisión vuelve a advertir de que la estricta imputación de los costes de personal a la actividad recurrente del operador del mercado o a los proyectos europeos deberá tenerse en cuenta para evitar su doble retribución.

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021

ANEXO I: ESCENARIO DE DEMANDA EN CONSUMO DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021

1 Previsión de cierre 2020

1.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I. 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2019, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (noviembre 2019-octubre 2020) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2020. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2020, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 247.256 GWh, un -6,6% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2019 (264.635 GWh) e inferior también en un -1,4% a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (250.840 GWh).

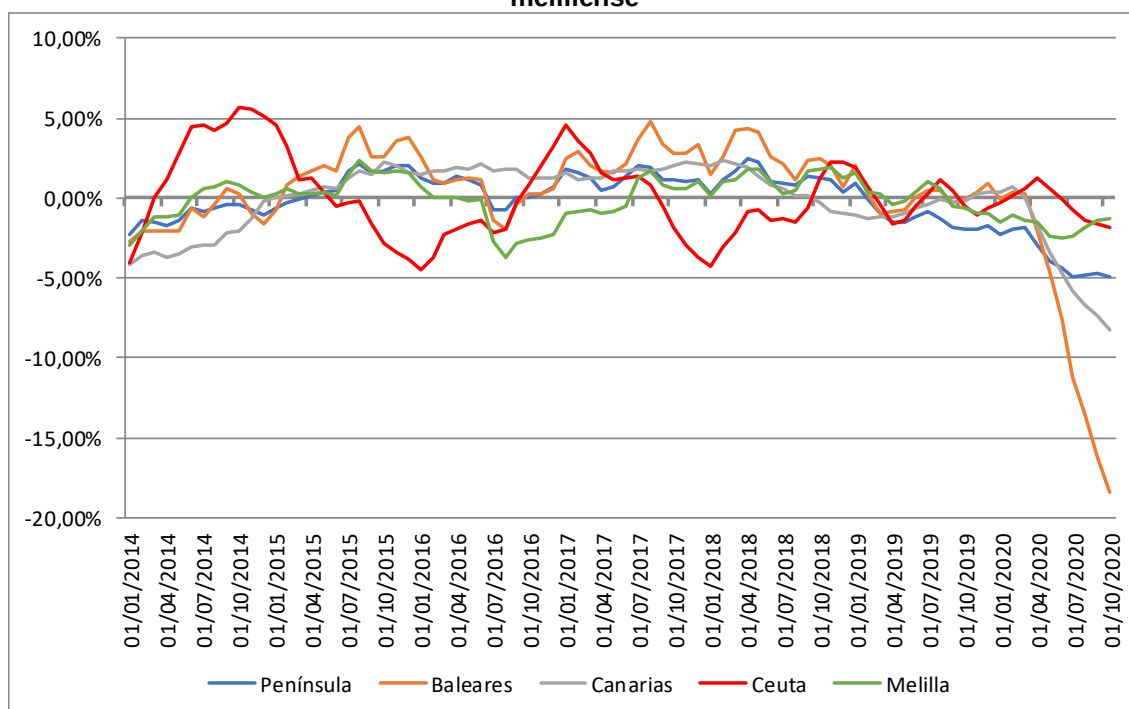
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2020 se explica por el descenso de la demanda en b.c. en península, Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla, consecuencia del impacto de la pandemia por COVID-19. En particular, el OS prevé un descenso de la demanda en el subsistema peninsular del -6%, en el subsistema balear del -22,2%, en el subsistema canario del -10,9%, en el subsistema ceutí del -0,5% y en el subsistema melillense del -2,8%. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2020 son inferiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a octubre de 2020) en los subsistemas peninsular (-4,9%) balear (-18,4%), canario (-8,3%) y melillense (-1,3%) y superior en el subsistema ceutí (-1,8%) (véanse Cuadro I. 1 y Gráfico I.1).

Cuadro I. 1 Demanda en b.c. de 2019, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión OS de cierre 2020		
		GWh	% variación respecto 2019	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	234.182	-6,0%	-1,3%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.074	-15,1%	-3,2%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.755	-22,2%	-4,4%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.909	-10,9%	-2,6%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	205	-0,5%	1,4%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	205	-2,8%	-2,0%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,3%	247.256	-6,6%	-1,4%

Fuente: OS

Gráfico I.1. Evolución mensual de la tasa de variación de los últimos doce meses de la demanda en barras de central de los subsistemas peninsular, balear, canario, ceutí y melillense



Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2020).

1.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.2 se resume el escenario de demanda en consumo, desagregado por subsistema y peaje de acceso, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2020. Según dichas previsiones, en 2020 el consumo se reducirá respecto del registrado en 2019 en todos los subsistemas y grupos tarifarios, con la excepción de la demanda asociada al consumo doméstico (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW) en los subsistemas ceutí y melillense, para la que se prevé un aumento. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2020 (223.453 GWh) supone un descenso respecto de la demanda registrada en 2019 (240.718 GWh) del -7,2%.

Según la previsión de las empresas la contracción de la demanda en consumo (-7,2%) será superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2020 (-6,6%) y también superior a la contracción registrada por la demanda en b.c. durante los últimos doce meses (noviembre 19-octubre 20) (-5,2%).

Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2020 desagregada por subsistema y peaje de acceso

	Real 2019 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	103.025	4.172	4.926	122	132	112.377
2.0 A	39.363	1.166	1.805	60	71	42.465
2.0 A DHA	22.981	959	965	2	2	24.908
2.0 A DHS	61	5	10	-	0	76
2.1 A	3.582	157	250	5	8	4.002
2.1 A DHA	3.835	165	187	0	1	4.189
2.1 A DHS	13	1	2	-	-	16
3.0 A	33.189	1.718	1.707	54	51	36.720
Alta tensión	123.318	1.476	3.410	67	70	128.341
3.1 A (1-30 kV)	14.544	439	733	12	18	15.746
3.1 A (30-36 kV)	335	-	-	-	-	335
6.1 A	51.786	913	2.558	55	52	55.364
6.2	23.117	123	119	-	-	23.359
6.3	10.625	-	0	-	-	10.625
6.4 (1)	22.911	-	-	-	-	22.911
Total	226.343	5.647	8.336	189	202	240.718
	Previsión de cierre 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	98.737	3.726	4.629	118	129	107.340
2.0 A	34.368	639	1.318	63	75	36.464
2.0 A DHA	28.451	1.254	1.398	4	3	31.109
2.0 A DHS	102	13	29	-	0	144
2.1 A	2.734	130	164	4	7	3.040
2.1 A DHA	3.967	181	214	0	2	4.364
2.1 A DHS	16	2	5	-	-	23
3.0 A	29.098	1.507	1.501	47	42	32.195
Alta tensión	111.649	1.322	3.014	61	67	116.113
3.1 A (1-30 kV)	12.648	383	642	10	17	13.700
3.1 A (30-36 kV)	287	-	-	-	-	287
6.1 A	47.171	828	2.267	51	49	50.367
6.2	22.054	111	106	-	-	22.270
6.3	9.707	-	0	-	-	9.708
6.4 (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	210.386	5.048	7.644	179	195	223.453
	% variación 2020 sobre 2019					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
Baja tensión	-4,2%	-10,7%	-6,0%	-2,9%	-3,0%	-4,5%
2.0 A	-12,7%	-45,2%	-27,0%	5,0%	5,8%	-14,1%
2.0 A DHA	23,8%	30,8%	44,9%	75,3%	96,6%	24,9%
2.0 A DHS	66,4%	149,7%	191,8%	267,3%	88,4%	88,4%
2.1 A	-23,7%	-17,0%	-34,3%	-14,1%	-15,0%	-24,1%
2.1 A DHA	3,4%	9,5%	14,4%	-0,4%	12,6%	4,2%
2.1 A DHS	23,8%	139,8%	138,5%	-	-	44,2%
3.0 A	-12,3%	-12,3%	-12,1%	-13,6%	-17,0%	-12,3%
Alta tensión	-9,5%	-10,4%	-11,6%	-8,5%	-4,7%	-9,5%
3.1 A (1-30 kV)	-13,0%	-12,8%	-12,5%	-13,8%	-4,1%	-13,0%
3.1 A (30-36 kV)	-14,4%	-	-	-	-	-14,4%
6.1 A	-8,9%	-9,3%	-11,4%	-7,4%	-4,9%	-9,0%
6.2	-4,6%	-10,0%	-11,3%	-	-	-4,7%
6.3	-8,6%	-	-11,0%	-	-	-8,6%
6.4 (1)	-13,7%	-	-	-	-	-13,7%
Total	-7,0%	-10,6%	-8,3%	-4,9%	-3,6%	-7,2%

Fuente: Empresas y SINCRO
(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Consumo por periodo horario

En el Cuadro I.3 se resume el escenario de demanda en consumo nacional, previsto por las empresas para el cierre de 2020 desagregado por peaje de acceso y periodo horario y se compara la distribución del consumo por periodo horario con el registrado en los últimos doce meses. Se observa que, con carácter general, se producen algunas diferencias en la distribución del consumo por periodo horario, especialmente significativas en los períodos 3 y 5 del peaje 6.2. La razón fundamental estriba en el desigual impacto del descenso en el consumo derivado del confinamiento entre los meses de marzo y junio.

Asimismo, se observan discrepancias significativas en la estructura de consumo de los consumidores con potencia contratada inferior a 15 kW, consecuencia del traspaso que se viene produciendo desde tarifas sin discriminación horaria a tarifas con discriminación horaria.

Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2020 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2020						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	62.437	36.942	7.960	-	-	-
2.0A	36.464	-	-	-	-	-
2.0 DHA	14.703	16.407	-	-	-	-
2.0 DHS	56	45	43	-	-	-
2.1A	3.040	-	-	-	-	-
2.1 DHA	1.793	2.571	-	-	-	-
2.1 DHS	9	8	6	-	-	-
3.0 A	6.372	17.911	7.912	-	-	-
Alta tensión	11.148	16.790	11.571	9.850	12.687	54.067
3.1 A	2.805	5.662	5.520	-	-	-
6.1 A	4.627	5.909	3.157	5.080	6.325	25.269
6.2	1.752	2.394	1.385	2.225	3.209	11.306
6.3	694	961	512	847	1.071	5.623
6.4 (1)	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869
Total	73.585	53.732	19.531	9.850	12.687	54.067
-						
Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	100,0%					
2.0 DHA	47,3%	52,7%				
2.0 DHS	39,2%	31,1%	29,7%			
2.1A	100,0%					
2.1 DHA	41,1%	58,9%				
2.1 DHS	39,3%	34,5%	26,2%			
3.0 A	19,8%	55,6%	24,6%			
Alta tensión						
3.1 A	20,1%	40,5%	39,5%			
6.1 A	9,2%	11,7%	6,3%	10,1%	12,6%	50,2%
6.2	7,9%	10,8%	6,2%	10,0%	14,4%	50,8%
6.3	7,2%	9,9%	5,3%	8,7%	11,0%	57,9%
6.4 (1)	6,4%	9,4%	5,0%	8,6%	10,5%	60,0%
Distribución del consumo de los últimos doce meses (ago 19-jul 20) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	100,0%					
2.0 DHA	48,0%	52,0%				
2.0 DHS	40,8%	32,2%	27,0%			
2.1A	100,0%					
2.1 DHA	41,4%	58,6%				
2.1 DHS	39,4%	34,5%	26,1%			
3.0 A	19,8%	55,4%	24,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Alta tensión						
3.1 A	20,2%	40,2%	39,6%			
6.1 A	8,9%	11,4%	5,9%	9,6%	12,1%	52,0%
6.2	8,0%	11,0%	5,6%	9,3%	11,7%	54,4%
6.3	7,1%	9,9%	5,0%	8,6%	11,2%	58,2%
6.4 (1)	6,1%	9,2%	4,9%	8,5%	10,8%	60,5%
% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión						
2.0A	0,0%					
2.0 DHA	-1,5%	1,4%				
2.0 DHS	-3,9%	-3,2%	9,8%			
2.1A	0,0%					
2.1 DHA	-0,8%	0,6%				
2.1 DHS	-0,1%	0,0%	0,1%			
3.0 A	0,0%	0,4%	-0,9%			
Alta tensión						
3.1 A	-0,5%	0,6%	-0,4%			
6.1 A	3,1%	2,8%	5,9%	4,5%	3,8%	-3,5%
6.2	-1,2%	-2,2%	10,8%	7,3%	23,0%	-6,7%
6.3	0,9%	0,5%	4,9%	1,5%	-1,9%	-0,5%
6.4 (1)	5,0%	2,2%	3,6%	1,0%	-2,2%	-0,9%

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

Potencia contratada por periodo horario

En el Cuadro I.4 se resumen las previsiones para el sistema nacional de potencia contratada de las empresas para el cierre de 2020, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2020. Con carácter general, la potencia contratada por período horario disminuye, respecto de la registrada en 2019, en todos los niveles de tensión, excepto en el período 3 de los peajes 3.0 y 3.1 (1-30 kV), los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW y discriminación horaria (DHA y DHS), los períodos 5 y 6 del peaje 6.2 y todos los períodos horarios del peaje 6.3.

Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2020 desagregadas por peaje de acceso. Sistema Nacional

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2019					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	144.169	143.349	20.764	20.820	-	-	-
2.0 A	79.394	79.394					
2.0 A DHA	34.689	34.689					
2.0 A DHS	73	73					
2.1 A	6.314	6.314					
2.1 A DHA	3.719	3.719					
2.1 A DHS	14	14					
3.0 A	19.966	19.145	20.764	20.820			
Alta tensión	28.482	26.610	28.074	29.396	22.222	22.564	31.346
3.1 A (1-30 kV)	6.142	5.731	6.521	7.395	-	-	-
3.1 A (30-36 kV)	92	90	90	120	-	-	-
6.1 A	12.262	11.662	11.843	12.007	12.107	12.246	18.046
6.2	4.167	3.945	4.106	4.149	4.182	4.221	5.568
6.3	1.798	1.666	1.759	1.790	1.867	1.890	2.371
6.4 (1)	4.020	3.516	3.755	3.935	4.066	4.207	5.361
Total	172.651	169.958	48.838	50.216	22.222	22.564	31.346

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	143.478	142.598	19.995	21.138	-	-	-
2.0 A	68.794	68.794					
2.0 A DHA	45.007	45.007					
2.0 A DHS	134	134					
2.1 A	5.609	5.609					
2.1 A DHA	4.344	4.344					
2.1 A DHS	19	19					
3.0 A	19.572	18.692	19.995	21.138			
Alta tensión	26.810	24.921	26.128	28.148	20.944	21.989	30.857
3.1 A (1-30 kV)	5.689	5.308	5.916	7.401			
3.1 A (30-36 kV)	85	81	85	112			
6.1 A	11.541	10.889	11.058	11.244	11.340	11.729	17.567
6.2	4.155	3.879	4.020	4.096	4.116	4.402	5.881
6.3	1.843	1.710	1.793	1.824	1.892	1.961	2.461
6.4 (1)	3.497	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	4.949
Total	170.288	167.519	46.123	49.286	20.944	21.989	30.857

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2020 sobre 2019					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Baja tensión	-0,5%	-0,5%	-3,7%	1,5%			
2.0 A	-13,4%	-13,4%					
2.0 A DHA	29,7%	29,7%					
2.0 A DHS	83,8%	83,8%					
2.1 A	-11,2%	-11,2%					
2.1 A DHA	16,8%	16,8%					
2.1 A DHS	40,0%	40,0%					
3.0 A	-2,0%	-2,4%	-3,7%	1,5%			
Alta tensión	-5,9%	-6,3%	-6,9%	-4,2%	-5,8%	-2,5%	-1,6%
3.1 A (1-30 kV)	-7,4%	-7,4%	-9,3%	0,1%			
3.1 A (30-36 kV)	-7,7%	-9,2%	-5,3%	-7,2%			
6.1 A	-5,9%	-6,6%	-6,6%	-6,4%	-6,3%	-4,2%	-2,7%
6.2	-0,3%	-1,7%	-2,1%	-1,3%	-1,6%	4,3%	5,6%
6.3	2,5%	2,7%	1,9%	1,9%	1,3%	3,7%	3,8%
6.4	-13,0%	-13,2%	-13,3%	-11,8%	-11,5%	-7,3%	-7,7%
Total	-1,4%	-1,4%	-5,6%	-1,9%	-5,8%	-2,5%	-1,6%

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2020

Según el Informe trimestral de la economía española para el tercer trimestre de 2020 publicado por el Banco de España, última información disponible en el momento de elaboración del presente informe, la tasa de variación intertrimestral del PIB prevista del tercer trimestre de 2020 estará entre el -13% y el -16,6%, apreciándose una cierta recuperación con respecto a la tasa de variación intertrimestral del segundo trimestre que experimentó un descenso del -18,5%.

Según todas las estimaciones, la economía española experimentará un significativo retroceso en 2020.

El Banco de España ha elaborado dos escenarios²¹, en función de la evolución de la pandemia, que sitúan el descenso del PIB de 2020 entre -12,6% y -10,5%. La previsión de crecimiento de 2021 asociada a estos dos escenarios se situaría en el 4,1% y 7,3% respectivamente. Ambos escenarios se han elaborado considerando el supuesto de que la necesidad de aplicación de medidas de contención de la pandemia desaparecerá hacia mediados de 2021, como resultado de la eventual distribución de una solución médica efectiva, en forma de vacuna o tratamiento.

Según otras estimaciones el PIB en 2020 podría experimentar un retroceso de entre un -14,4% y un -10,0%. En concreto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) estima un retroceso del 14,4%, la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)²² prevé una caída del PIB de -13%, el Fondo Monetario Internacional (FMI) una caída de -12,8%, la Unión Europea una caída del 12,4% y finalmente el Gobierno de España²³ estima que el retroceso alcanzará el -11,2%.

Para el año 2021 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un crecimiento que podría oscilar entre el 7,9% previsto por FUNCAS y el 4,1% estimado por el Banco de España.

Al respecto se indica que las previsiones del Banco de España y FUNCAS corresponden al mes de septiembre, las de la OCDE y el FMI al mes de junio, la de la UE al mes de noviembre y la del Gobierno de España al mes de octubre.

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, así como la evolución reciente de la demanda y de la potencia por peaje de acceso (véanse Cuadro I.5, Gráfico I.2, Cuadro I.6, Gráfico

²¹ Véase ESCENARIOS MACROECONÓMICOS PARA LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (2020-2022) actualizado a de septiembre de 2020, disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/20/T3/descargar/Fich/be2003-it-Rec1.pdf>

I.3, Cuadro I.7 y Gráfico I.4), se estima que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW (asociada, básicamente, a PYMES y Administraciones públicas) y alta tensión (asociada, fundamentalmente a la demanda industrial) se contraerá por encima de la media nacional. La caída del consumo asociada a la pequeña y mediana empresa y a la industria será parcialmente compensada por el incremento de la demanda de los consumidores domésticos. Adicionalmente, se estima un aumento del movimiento de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW hacia peajes con discriminación horaria (DHA y DHS).

Cuadro I.5. Evolución de la demanda nacional en b.c.

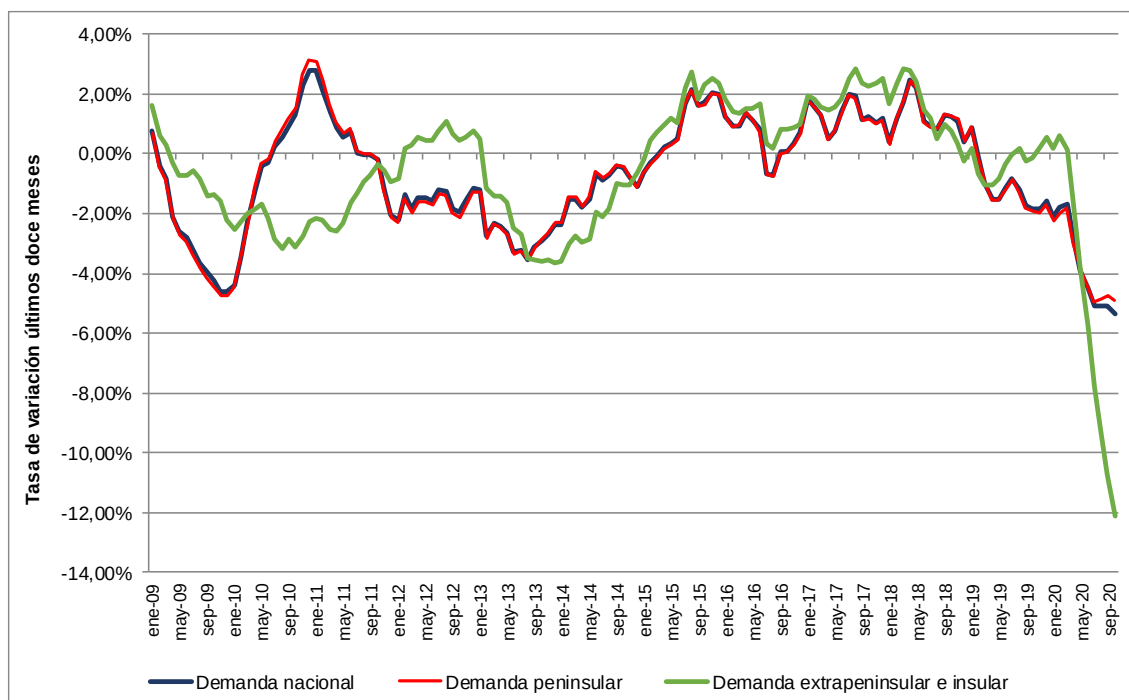
Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2018	2019	2020	19 s/ 18	20 s/ 19	19 s/ 18	20 s/ 19	19 s/ 18	20 s/ 19
Enero	23.824	24.566	23.824	3,11	-3,02	3,11	-3,02	0,85	-2,13
Febrero	22.449	21.281	20.978	-5,20	-1,42	-0,92	-2,28	-0,11	-1,81
Marzo	23.302	21.936	20.915	-5,86	-4,65	-2,58	-3,05	-1,00	-1,69
Abril	21.088	20.692	17.058	-1,88	-17,56	-2,41	-6,44	-1,50	-2,91
Mayo	21.308	21.134	18.300	-0,82	-13,41	-2,11	-7,79	-1,51	-3,91
Junio	21.613	21.257	19.349	-1,65	-8,97	-2,04	-7,98	-1,13	-4,50
Julio	23.662	24.222	23.127	2,37	-4,52	-1,37	-7,44	-0,84	-5,11
Agosto	23.510	22.708	21.989	-3,41	-3,17	-1,64	-6,89	-1,20	-5,09
Septiembre	22.123	21.293	20.484	-3,75	-3,80	-1,87	-6,56	-1,75	-5,10
Octubre	21.580	21.452	20.722	-0,59	-3,40	-1,75	-6,26	-1,84	-5,33
Noviembre	22.054	21.992		-0,28		-1,61		-1,85	
Diciembre	22.373	22.103		-1,21		-1,58		-1,58	
Anual	268.886	264.635	206.745						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Octubre 2020).

²² Véase Previsiones para la economía española 2020-2021 actualizado a de septiembre de 2020, disponible en <https://www.funcas.es/textointegro/previsiones-economicas-para-espana-2020-2021-septiembre-2020/>

²³ Véase Escenario macroeconómico 2020-2021 actualizado a 6 de octubre de 2020, disponible en [https://www.hacienda.gob.es/CDI/Varios/escenario_macroekon%C3%B3mico_2020-2021\(23_10_2020\).pdf](https://www.hacienda.gob.es/CDI/Varios/escenario_macroekon%C3%B3mico_2020-2021(23_10_2020).pdf)

Gráfico I.2. Variación s/últimos 12 meses de la demanda en barras de central (%)



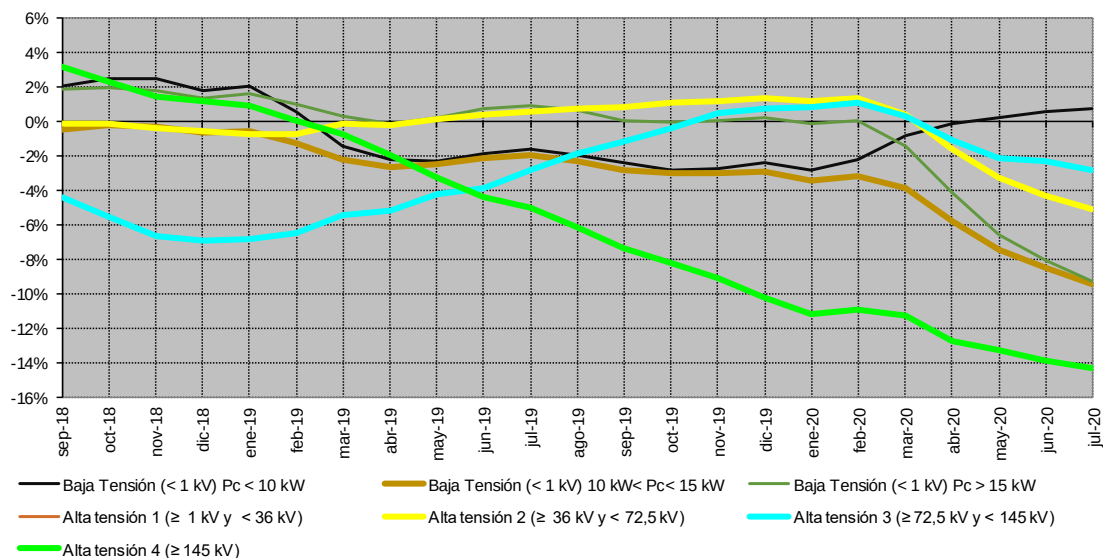
Fuente: REE

Cuadro I.6. Evolución de la demanda nacional en consumo por nivel de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 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					
2019	agosto	-1,9%	-2,2%	0,7%	0,1%	0,8%	-1,9%	-6,2%	-1,1%
	septiembre	-2,4%	-2,8%	0,1%	-0,3%	0,9%	-1,1%	-7,4%	-1,6%
	octubre	-2,8%	-3,0%	-0,1%	-0,1%	1,1%	-0,4%	-8,2%	-1,7%
	noviembre	-2,7%	-3,0%	0,1%	0,2%	1,2%	0,5%	-9,1%	-1,6%
	diciembre	-2,4%	-2,9%	0,3%	0,3%	1,3%	0,7%	-10,2%	-1,6%
2020	enero	-2,8%	-3,4%	-0,1%	-0,1%	1,2%	0,8%	-11,2%	-2,0%
	febrero	-2,2%	-3,2%	0,1%	0,0%	1,4%	1,1%	-11,0%	-1,7%
	marzo	-0,8%	-3,9%	-1,4%	-1,0%	0,4%	0,4%	-11,3%	-2,0%
	abril	-0,1%	-5,8%	-4,1%	-2,6%	-1,6%	-1,1%	-12,7%	-3,2%
	mayo	0,3%	-7,5%	-6,6%	-4,5%	-3,3%	-2,1%	-13,3%	-4,3%
	junio	0,6%	-8,5%	-8,0%	-5,8%	-4,3%	-2,3%	-13,9%	-5,0%
	julio	0,8%	-9,4%	-9,2%	-7,0%	-5,1%	-2,8%	-14,3%	-5,7%

Fuente: CNMC

Gráfico I.3. Tasa de variación anual media de 12 meses del consumo por nivel de tensión



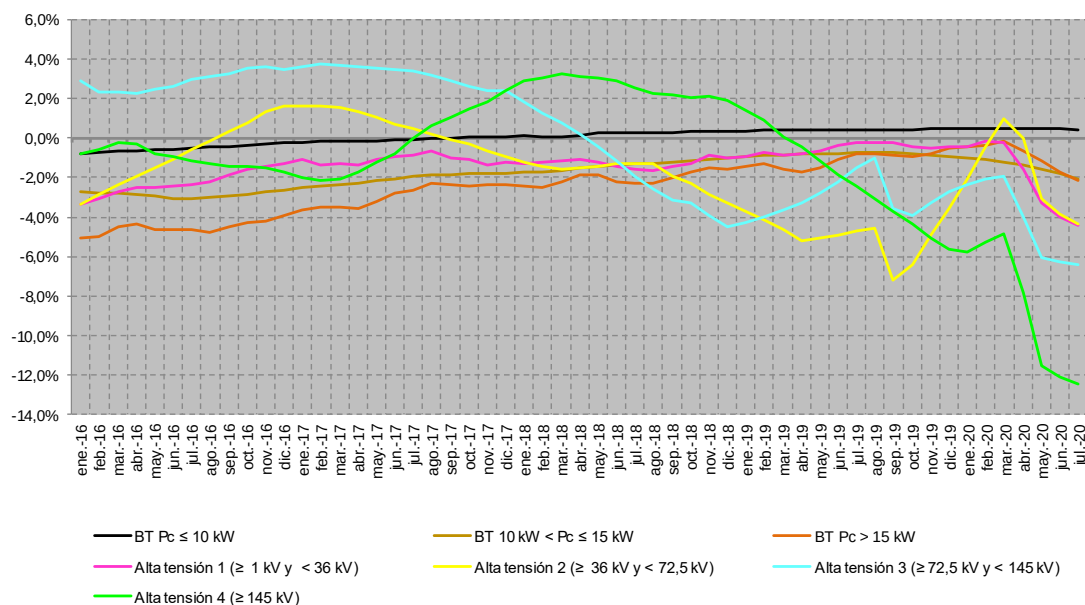
Fuente: CNMC

Cuadro I.7. Evolución de la potencia facturada por nivel de tensión

Año		Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 30 kV)	Alta tensión 2 (≥ 30 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					
2019	agosto	0,4%	-0,8%	-0,8%	-0,3%	-4,6%	-1,0%	-3,1%	-0,1%
	septiembre	0,4%	-0,8%	-0,9%	-0,2%	-7,2%	-3,6%	-3,7%	-0,2%
	octubre	0,4%	-0,8%	-0,9%	-0,4%	-6,4%	-3,9%	-4,4%	-0,2%
	noviembre	0,5%	-0,8%	-0,8%	-0,5%	-4,9%	-3,3%	-5,0%	-0,2%
	diciembre	0,5%	-0,9%	-0,5%	-0,4%	-3,5%	-2,7%	-5,7%	-0,1%
2020	enero	0,5%	-1,0%	-0,4%	-0,4%	-2,0%	-2,3%	-5,8%	-0,1%
	febrero	0,5%	-1,1%	-0,3%	-0,2%	-0,5%	-2,1%	-5,3%	0,0%
	marzo	0,5%	-1,2%	-0,2%	-0,2%	1,0%	-1,9%	-4,9%	0,1%
	abril	0,5%	-1,4%	-0,6%	-1,6%	0,0%	-4,0%	-7,8%	-0,2%
	mayo	0,5%	-1,6%	-1,2%	-3,3%	-3,0%	-6,1%	-11,5%	-0,7%
	junio	0,5%	-1,8%	-1,7%	-4,0%	-3,8%	-6,3%	-12,1%	-0,9%
	julio	0,4%	-2,0%	-2,2%	-4,4%	-4,3%	-6,4%	-12,5%	-1,0%

Fuente: CNMC

Gráfico I.4. Tasa de variación anual media de 12 meses de la potencia facturada por nivel de tensión



Fuente: CNMC

En los cuadros siguientes se recogen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2020 para el total nacional y desagregadas por subsistemas.

Cuadro I.8. 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 2020. Sistema Nacional

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	29.326.916	141.899	19.692	20.043				62.858	37.692	7.899	-	-	-	108.449
2.0 A (P ≤ 10 kW)	18.092.949	68.442						36.285						36.285
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	9.608.630	45.298						15.374	17.295					32.669
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	30.020	135						57	45	43				145
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	461.615	5.570						3.003						3.003
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	346.301	4.356						1.805	2.579					4.383
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.724	19						9	8	6				24
3.0 A (P > 15 kW)	785.676	18.078	19.692	20.043				6.325	17.765	7.850				31.940
Alta tensión	112.815	24.892	26.249	27.791	20.867	21.912	30.870	11.263	16.775	11.635	9.902	12.696	53.522	115.793
3.1 A (1 kV a 30 kV)	87.884	5.355	6.112	7.130				2.664	5.565	5.396	-	-	-	13.625
3.1 A (30 kV a 36 kV)	753	81	87	103				170	42	75	-	-	-	287
6.1 A (1 kV a 30 kV)	20.140	10.811	10.979	11.164	11.260	11.648	17.480	4.696	5.941	3.250	5.123	6.335	24.804	50.150
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	2.910	3.864	4.006	4.082	4.101	4.387	5.861	1.741	2.381	1.376	2.210	3.188	11.297	22.192
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	436	1.727	1.810	1.841	1.910	1.979	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	692	3.054	3.255	3.471	3.597	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.783
Total	29.439.731	166.791	45.941	47.834	20.867	21.912	30.870	74.121	54.467	19.534	9.902	12.696	53.522	224.242

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.9. 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 2020. Sistema Peninsular

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	27.332.314	131.390	18.029	18.404				58.421	34.554	7.194	-	-	-	100.169
2.0 A (P ≤ 10 kW)	17.083.722	64.252						34.192						34.192
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	8.768.364	41.451						14.057	15.953					30.010
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	16.438	90						37	31	36				104
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	424.725	5.110						2.719						2.719
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	314.248	3.966						1.629	2.356					3.985
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.094	14						6	6	5				17
3.0 A (P > 15 kW)	723.723	16.507	18.029	18.404				5.781	16.208	7.154				29.143
Alta tensión	109.318	23.862	25.194	26.709	20.142	21.184	29.930	10.846	16.028	11.049	9.581	12.349	51.886	111.739
3.1 A (1 kV a 30 kV)	85.631	5.032	5.772	6.769				2.478	5.181	5.007	-	-	-	12.666
3.1 A (30 kV a 36 kV)	753	81	87	103				170	42	75	-	-	-	287
6.1 A (1 kV a 30 kV)	18.930	10.148	10.310	10.490	10.583	10.969	16.615	4.479	5.600	3.064	4.821	6.006	23.289	47.259
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	2.880	3.820	3.961	4.035	4.054	4.339	5.787	1.728	2.359	1.365	2.191	3.170	11.176	21.987
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	435	1.727	1.810	1.841	1.909	1.978	2.480	721	983	540	871	1.090	5.553	9.757
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	690	3.053	3.255	3.471	3.596	3.898	5.048	1.270	1.864	998	1.698	2.083	11.869	19.782
Total	27.441.632	155.252	43.224	45.113	20.142	21.184	29.930	69.267	50.581	18.243	9.581	12.349	51.886	211.908

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.10. 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 2020. Sistema Balear

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	719.578	4.425	839	816				1.687	1.420	298	-	-	-	3.405
2.0 A (P ≤ 10 kW)	298.203	1.433						639						639
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	350.570	1.802						622	632					1.254
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3.637	16						6	4	2				13
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	15.174	187						110						110
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	16.933	209						82	99					181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	170	2						1	1	0				2
3.0 A (P > 15 kW)	34.889	777	839	816				227	685	295				1.207
Alta tensión	1.186	366	375	384	249	250	322	141	256	169	83	73	430	1.151
3.1 A (1 kV a 30 kV)	788	122	131	137				59	129	119	-	-	-	308
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	393	216	217	218	219	220	286	73	113	44	73	65	375	744
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	5	27	27	29	30	30	37	8	13	6	9	8	56	99
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	720.764	4.791	1.214	1.200	249	250	322	1.828	1.676	467	83	73	430	4.556

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.11. 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 2020. Sistema Canario

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	1.211.620	5.734	753	752				2.579	1.668	381	-	-	-	4.628
2.0 A (P ≤ 10 kW)	654.698	2.514						1.316						1.316
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	487.265	2.035						691	708					1.399
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	9.942	29						14	10	5				29
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	19.770	247						163						163
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	15.011	181						93	122					215
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	461	4						2	2	1				5
3.0 A (P > 15 kW)	24.473	724	753	752				300	826	375				1.501
Alta tensión	2.195	628	643	661	453	454	590	265	471	402	230	261	1.146	2.776
3.1 A (1 kV a 30 kV)	1.376	186	195	210				121	244	258	-	-	-	623
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	791	424	430	433	435	436	552	138	218	138	221	251	1.081	2.046
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	25	17	17	17	17	17	38	5	9	6	10	11	65	106
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	1.213.815	6.362	1.396	1.413	453	454	590	2.844	2.139	783	230	261	1.146	7.403

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.12. 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 2020. Sistema Ceutí

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	30.458	167	37	37				79	26	13	-	-	-	118
2.0 A (P ≤ 10 kW)	26.804	115						63						63
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	1.576	7						2	2					4
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	-	-						-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	714	9						4						4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	16	0						0	0					0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.348	36	37	37				9	24	13				47
Alta tensión	49	16	16	16	11	11	13	5	9	6	3	9	30	61
3.1 A (1 kV a 30 kV)	37	5	5	5				2	4	4	-	-	-	10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	12	11	11	11	11	11	13	3	5	2	3	9	30	51
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	30.507	183	53	53	11	11	13	84	35	19	3	9	30	179

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.13. 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 2020. Sistema Melillense

Peaje de acceso	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión	32.946	184	34	35				92	24	13	-	-	-	129
2.0 A (P ≤ 10 kW)	29.521	129						75						75
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	854	4						2	2					3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	3	0						0	0	0				0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	1.232	16						7						7
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	93	1						1	1					2
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	-	-						-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	1.243	33	34	35				8	21	13				42
Alta tensión	66	20	20	21	12	12	14	7	12	10	5	4	29	67
3.1 A (1 kV a 30 kV)	52	9	8	9				4	7	7	-	-	-	17
3.1 A (30 kV a 36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	14	12	12	12	12	12	14	3	5	3	5	4	29	49
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	33.012	204	54	55	12	12	14	99	35	23	5	4	29	195

Fuente: CNMC

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2020 asciende a 246.548 GWh, resultado de imponer a la demanda en consumo las mismas pérdidas por subsistema que las registradas en el ejercicio 2019 (véase Cuadro I.14).

Cuadro I.14. Previsión de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2020

Sistema	2019 (GWh)	Últimos doce meses (nov 2019- oct 2020)			Previsión CNMC de cierre 2020	
		GWh	% variación respecto 2018	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 20 respecto 19
Peninsular	249.228	237.329	-4,8%	-4,9%	233.333	-6,4%
No peninsular	15.407	13.511	-12,3%	-12,1%	13.215	-14,2%
Baleares	6.115	4.976	-18,6%	-18,4%	4.934	-19,3%
Canarias	8.875	8.123	-8,5%	-8,3%	7.882	-11,2%
Ceuta	206	202	-1,9%	-1,8%	196	-4,9%
Melilla	211	209	-0,8%	-1,3%	203	-3,6%
Total Nacional	264.635	250.840	-5,2%	-5,3%	246.548	-6,8%

Fuente: CNMC

2 Previsión 2021

2.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.15 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2021. En particular, en el **sistema peninsular** en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 3,3%, respecto del cierre previsto para 2020, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica²⁴ del 2,8%, una variación por temperatura del 0,8% y una variación por laboralidad del -0,3%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2021. En particular, el escenario inferior considera un incremento de la demanda en b.c. del 2,8%, basada en una variación de la actividad económica del 2,3%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 4,0% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 3,5%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central.

En los **sistemas no peninsulares** el OS estima un aumento de la demanda en todos los subsistemas. Concretamente, estima el aumento de la demanda en b.c. en Baleares en un 16,6%, el de Canarias en un 7,0%, el de Ceuta en un 1,0% y el de Melilla en un 1,9%. En el documento remitido por el OS relativo a la

²⁴ El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

previsión de la demanda en b.c. en los sistemas balear, canario, ceutí y melillense no se indican las hipótesis de crecimiento del PIB consideradas.

Cuadro I.15. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2021

Sistema	Previsión OS de cierre 2020			Previsión OS 2021 (GWh)			% variación 2021 sobre 2020		
	GWh	% variación respecto 2019	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
Peninsular	234.182	-6,0%	-1,3%	240.842	241.967	243.469	2,8%	3,3%	4,0%
No peninsular	13.074	-15,1%	-3,2%	14.066	14.421	14.715	7,6%	10,3%	12,5%
Baleares	4.755	-22,2%	-4,4%	5.528	5.545	5.819	16,3%	16,6%	22,4%
Canarias	7.909	-10,9%	-2,6%	8.126	8.460	8.477	2,7%	7,0%	7,2%
Ceuta	205	-0,5%	1,4%	207	207	208	1,0%	1,0%	1,4%
Melilla	205	-2,8%	-2,0%	205	209	211	0,2%	1,9%	2,8%
Total Nacional	247.256	-6,6%	-1,4%	254.908	256.388	258.184	3,1%	3,7%	4,4%

Fuente: OS

2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.16 se resume el escenario de demanda en consumo desagregado por subsistema y peaje de acceso agregado a partir de la información aportada por las empresas distribuidoras para 2021.

El escenario previsto para 2021 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 4,6%, caracterizado por un aumento de la demanda en todos los subsistemas. En concreto, las empresas distribuidoras estiman un crecimiento de la demanda en consumo del 4,4% en el subsistema peninsular, del 9,7% en el subsistema Balear, del 7,7% en el subsistema canario, del 1,0% en el subsistema ceutí y del 1,7% en el subsistema melillense.

Con carácter general, las empresas estiman que la demanda de los consumidores conectados en alta tensión aumentará por encima de la media, mientras que la demanda de los consumidores conectados en baja tensión aumentará por debajo de la media, con la excepción del subsistema balear para el que las empresas estiman un menor crecimiento de la demanda de los consumidores de alta tensión y los subsistemas Ceutí y Melillense cuya demanda presenta incrementos similares a la media tanto para la baja como para la alta tensión.

Cuadro I.16. Previsión de demanda en consumo para 2021 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

Previsión de las empresas para el cierre 2020 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	98.737	3.726	4.629	118	129	107.340
2.0 TD	69.639	2.219	3.128	71	86	75.144
3.0 TD	29.098	1.507	1.501	47	42	32.195
Alta tensión	111.649	1.322	3.014	61	67	116.113
6.1 TD	59.819	1.211	2.908	61	67	64.066
6.2 TD	22.341	111	106	-	-	22.557
6.3 TD	9.707	-	0	-	-	9.708
6.4 TD (1)	19.782	-	0	-	-	19.783
Total	210.386	5.048	7.644	179	195	223.453

Previsión de las empresas para 2021 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	101.177	4.146	4.913	119	131	110.487
2.0 TD	70.224	2.493	3.247	72	84	76.120
3.0 TD	30.953	1.654	1.667	47	46	34.366
Alta tensión	118.379	1.393	3.322	62	68	123.224
6.1 TD	63.617	1.271	3.205	62	68	68.223
6.2 TD	23.205	123	116	-	-	23.444
6.3 TD	10.227	-	0	-	-	10.227
6.4 TD (1)	21.330	-	0	-	-	21.330
Total	219.556	5.540	8.235	181	199	233.711

% variación 2021 sobre 2020						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
Baja tensión	2,5%	11,3%	6,1%	1,0%	1,8%	2,9%
2.0 TD	0,8%	12,3%	3,8%	1,0%	-2,4%	1,3%
3.0 TD	6,4%	9,7%	11,0%	1,0%	10,2%	6,7%
Alta tensión	6,0%	5,4%	10,2%	1,0%	1,7%	6,1%
6.1 TD	6,4%	4,9%	10,2%	1,0%	1,7%	6,5%
6.2 TD	3,9%	10,5%	10,0%	-	-	3,9%
6.3 TD	5,3%	-	10,0%	-	-	5,3%
6.4 TD	7,8%	-	10,0%	-	-	7,8%
Total	4,4%	9,7%	7,7%	1,0%	1,7%	4,6%

Fuente: Empresas y CNMC.

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2021

Para el año 2021, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 4,1% y el 7,9% (Gobierno y FMI prevén un aumento de 7,2%, el BE entre el 4,1% y 7,3% dependiendo del escenario, la OCDE un aumento del 5%, la UE prevé un aumento del 5,4% y finalmente Funcas prevé un crecimiento del 7,9%).

La CNMC estima que en 2021 se recuperará, aproximadamente, la mitad de la demanda perdida durante el ejercicio 2020 como consecuencia de la crisis sanitaria, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

En contraposición a la previsión de cierre del ejercicio 2020, se estima que en 2021 la demanda asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa y la industria aumentará por encima de la media en todos los subsistemas, mientras que la demanda asociado al consumo doméstico regresará a los niveles previos a la crisis sanitaria.

En respuesta a la solicitud de la DGPEM, en los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas al número de suministros, potencia contratada y consumo por periodo horario, para el total nacional y desagregada por subsistema, con la estructura peajes de la Circular 3/2020 y la estructura de peajes de acceso vigentes.

Cuadro I.17. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema Nacional

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		29.608.072	143.258	145.639	20.595	20.616	20.638	21.171	26.053	23.433	39.841	4.811	1.918	13.719	109.776
2.0 A	2.0 TD	18.267.736	68.466	69.260					9.453	7.883	13.674				31.010
2.0 A DHA	2.0 TD	9.700.892	45.318	45.834					10.271	9.106	18.450				37.826
2.0 A DHS	2.0 TD	30.281	135	136					56	51	124				231
2.1 A	2.0 TD	466.046	5.572	5.636					811	637	1.065				2.513
2.1 A DHA	2.0 TD	349.624	4.358	4.408					1.228	1.035	2.341				4.604
2.1 A DHS	2.0 TD	1.740	19	19					10	10	19				39
3.0 A	3.0 TD	791.754	19.390	20.346	20.595	20.616	20.638	21.171	4.225	4.712	4.167	4.811	1.918	13.719	33.553
Alta tensión		113.560	25.925	27.292	27.811	28.124	29.071	39.038	11.513	14.275	12.428	15.265	7.804	60.910	122.196
3.1 A (1-30 kV)	6.1 TD	88.456	5.564	6.350	6.350	6.350	6.350	7.406	1.598	1.849	1.656	1.941	795	6.515	14.354
3.1 A (30-36 kV)	6.2 TD	760	82	88	88	88	88	104	34	38	34	41	17	134	298
6.1 A	6.1 TD	20.269	11.448	11.588	11.770	11.858	12.131	17.942	5.475	6.560	5.795	7.036	3.523	24.486	52.876
6.2	6.2 TD	2.936	3.889	4.029	4.107	4.128	4.417	5.909	2.093	2.677	2.282	2.823	1.464	11.726	23.065
6.3	6.3 TD	440	1.787	1.876	1.908	1.982	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (1)	6.4 TD	700	3.154	3.361	3.588	3.720	4.032	5.108	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		29.721.633	169.183	172.931	48.406	48.741	49.709	60.209	37.566	37.708	52.269	20.076	9.722	74.630	231.971

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.18. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Nacional.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		29.608.072	142.653	20.461	20.825				59.979	41.477	8.320	-	-	-	109.776
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	18.267.736	68.466						31.010	-	-				31.010
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	9.700.892	45.318						17.807	20.019	-				37.826
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	30.281	135						94	73	64				231
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	466.046	5.572						2.513	-	-				2.513
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	349.624	4.358						1.895	2.709	-				4.604
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.740	19						16	14	9				39
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	791.754	18.785	20.461	20.825				6.644	18.662	8.246				33.553
Alta tensión		113.560	25.640	27.037	28.628	21.435	22.500	31.718	11.873	17.695	12.271	10.447	13.384	56.526	122.196
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	88.456	5.564	6.350	7.406				2.810	5.869	5.692				14.370
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	104				177	43	78				298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	20.269	11.237	11.411	11.603	11.703	12.105	18.159	4.947	6.262	3.425	5.401	6.675	26.148	52.859
6.2 (30 kV a 72.5 kV)	6.2 TD	2.936	3.888	4.030	4.107	4.126	4.413	5.898	1.809	2.474	1.430	2.296	3.313	11.742	23.065
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	6.3 TD	440	1.787	1.873	1.905	1.976	2.047	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	700	3.082	3.286	3.504	3.630	3.934	5.094	1.371	2.012	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total		29.721.633	168.293	47.498	49.453	21.435	22.500	31.718	71.852	59.172	20.590	10.447	13.384	56.526	231.971

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.19. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema Peninsular

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		27.598.809	132.536	134.901	18.830	18.851	18.873	19.431	23.990	21.508	36.785	4.456	1.769	12.355	100.863
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	17.251.467	64.266	65.055					8.935	7.418	12.866				29.219
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	8.854.461	41.460	41.969					9.349	8.277	16.885				34.511
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	16.599	90	91					29	27	78				135
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	428.895	5.111	5.174					751	584	977				2.311
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	317.333	3.967	4.015					1.118	935	2.132				4.184
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.104	14	14					5	4	10				18
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	728.949	17.628	18.582	18.830	18.851	18.873	19.431	3.805	4.263	3.837	4.456	1.769	12.355	30.484
Alta tensión		110.050	24.796	26.155	26.666	26.976	27.919	37.634	10.978	13.702	11.958	14.759	7.583	58.753	117.734
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	86.194	5.217	5.984	5.984	5.984	5.984	7.018	1.482	1.707	1.545	1.823	744	6.012	13.315
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	88	88	88	104	34	38	34	41	17	134	298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	19.054	10.714	10.966	11.042	11.126	11.397	17.007	5.078	6.156	5.454	6.670	3.363	22.957	49.679
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	2.905	3.842	3.982	4.058	4.078	4.366	5.829	2.070	2.650	2.263	2.801	1.455	11.601	22.840
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	439	1.787	1.876	1.908	1.981	2.053	2.569	823	1.062	955	1.200	611	5.622	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	698	3.154	3.361	3.588	3.719	4.032	5.107	1.491	2.088	1.705	2.224	1.394	12.427	21.330
Total		27.708.858	157.332	161.056	45.497	45.827	46.792	57.065	34.968	35.211	48.743	19.215	9.352	71.109	218.597

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.20. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Peninsular.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		27.598.809	132.027	18.697	19.085				55.508	37.820	7.535	-	-	-	100.863
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	17.251.467	64.266						29.219	-	-				29.219
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	8.854.461	41.460						16.165	18.346	-				34.511
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	16.599	90						48	40	47				135
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	428.895	5.111						2.311	-	-				2.311
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	317.333	3.967						1.710	2.474	-				4.184
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.104	14						7	6	5				18
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	728.949	17.119	18.697	19.085				6.047	16.954	7.483				30.484
Alta tensión		110.050	24.529	25.900	27.462	20.653	21.715	30.703	11.414	16.872	11.625	10.093	13.002	54.726	117.734
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	86.194	5.217	5.984	7.018				2.605	5.446	5.264	-	-	-	13.315
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	760	82	88	104				177	43	78	-	-	-	298
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	19.054	10.521	10.688	10.875	10.971	11.372	17.226	4.708	5.887	3.220	5.068	6.314	24.482	49.679
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	2.905	3.841	3.983	4.057	4.076	4.363	5.818	1.795	2.450	1.418	2.276	3.292	11.609	22.840
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	439	1.787	1.873	1.905	1.976	2.047	2.566	759	1.034	568	917	1.148	5.846	10.273
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	698	3.082	3.285	3.503	3.630	3.934	5.094	1.371	2.011	1.077	1.833	2.248	12.790	21.330
Total		27.708.858	156.556	44.597	46.547	20.653	21.715	30.703	66.922	54.693	19.160	10.093	13.002	54.726	218.597

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.21. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema Balear

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		725.384	4.563	4.577	897	898	898	873	901	848	1.281	126	55	584	3.793
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	300.505	1.440	1.445					155	140	243				538
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	353.276	1.811	1.817					452	408	770				1.630
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3.665	16	16					10	10	19				39
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.291	188	189					23	20	34				77
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	17.064	210	210					49	44	87				181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	172	2	2					1	1	3				5
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	35.412	897	897	897	898	898	873	211	224	124	126	55	584	1.323
Alta tensión		1.192	394	394	397	399	401	482	187	206	111	115	54	600	1.273
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	792	129	138	138	138	138	144	38	58	29	29	13	157	324
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	395	237	228	230	231	232	300	136	132	72	76	37	385	839
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	5	28	28	30	30	31	37	13	16	9	9	4	58	110
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		726.576	4.957	4.971	1.295	1.297	1.299	1.355	1.089	1.054	1.391	240	109	1.184	5.066

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.22. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Balear.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		725.384	4.497	898	873				1.775	1.686	332	-	-	-	3.793
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	300.505	1.440						538	-	-	-	-	-	538
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	353.276	1.811						809	821	-	-	-	-	1.630
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3.665	16						18	13	7	-	-	-	39
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.291	188						77	-	-	-	-	-	77
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	17.064	210						82	99	-	-	-	-	181
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	172	2						2	2	1	-	-	-	5
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	35.412	831	898	873				249	751	324				1.323
Alta tensión		1.192	385	394	404	262	263	338	156	283	187	91	80	476	1.273
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	792	129	138	144				66	143	132				341
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	395	228	229	230	231	232	301	81	125	48	81	72	414	822
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	5	28	28	30	30	31	38	9	14	6	10	8	62	110
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		726.576	4.882	1.292	1.276	262	263	338	1.931	1.969	519	91	80	476	5.066

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.23. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema Canario

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		1.220.366	5.808	5.809	796	796	796	795	1.106	1.026	1.697	218	90	736	4.874
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	659.344	2.515	2.515					324	291	505				1.120
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	490.722	2.036	2.036					468	419	792				1.679
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	10.013	29	29					16	14	27				58
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	19.910	247	247					34	30	50				114
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.117	181	181					61	55	121				237
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	464	4	4					4	4	7				15
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	24.796	796	796	796	796	796	795	199	213	196	218	90	736	1.652
Alta tensión		2.204	699	706	710	712	714	881	333	350	344	374	160	1.498	3.059
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	1.381	204	214	214	214	214	230	74	80	78	85	37	334	687
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	794	474	471	475	477	479	608	249	259	256	276	118	1.097	2.255
6.2 (30 kV a 72.5 kV)	6.2 TD	26	19	19	19	19	19	43	10	11	10	13	5	67	116
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		1.222.570	6.507	6.515	1.506	1.508	1.510	1.676	1.439	1.376	2.042	592	250	2.234	7.933

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.24. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Canario.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		1.220.366	5.778	796	795				2.530	1.918	425	-	-	-	4.874
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	659.344	2.515						1.120	-	-	-	-	-	1.120
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	490.722	2.036						829	849	-	-	-	-	1.679
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	10.013	29						27	20	10				58
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	19.910	247						114	-	-	-	-	-	114
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	15.117	181						102	134	-	-	-	-	237
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	464	4						7	6	3				15
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	24.796	765	796	795				330	909	412				1.652
Alta tensión		2.204	689	706	726	497	499	649	292	519	443	254	288	1.263	3.059
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	1.381	204	214	230				134	269	285				687
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	794	465	471	475	477	479	605	152	240	152	243	276	1.191	2.255
6.2 (30 kV a 72.5 kV)	6.2 TD	26	19	19	19	19	19	43	6	10	6	11	12	72	116
6.3 (72.5 kV a 145 kV)	6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total		1.222.570	6.467	1.502	1.521	497	499	649	2.822	2.437	868	254	288	1.263	7.933

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.25. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema ceutí

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		30.480	167	168	37	37	37	37	25	24	35	6	2	23	114
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	26.823	115	115					17	16	27				60
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	1.577	7	7					1	1	2				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	715	9	9					1	1	2				4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	16	0	0					0	0	0				0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.349	36	37	37	37	37	37	5	6	5	6	2	23	47
Alta tensión		49	16	16	16	16	16	18	8	9	8	9	4	25	63
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	37	5	5	5	5	5	5	1	1	1	2	1	4	10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	12	11	11	11	11	11	13	6	7	7	8	3	21	53
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		30.529	183	184	53	53	53	55	32	32	43	15	6	48	177

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.26. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema ceutí.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		30.480	167	37	37				75	26	13	-	-	-	114
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	26.823	115						60	-	-	-	-	-	60
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	1.577	7						2	2	-	-	-	-	3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-	-	-	-	-
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	715	9						4	-	-	-	-	-	4
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	16	0						0	0	-	-	-	-	0
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-	-	-	-	-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.349	36	37	37				9	24	13				47
Alta tensión		49	16	16	16	11	11	13	5	9	6	3	9	31	63
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	37	5	5	5				2	4	4				10
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	12	11	11	11	11	11	13	3	5	2	3	9	31	53
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		30.529	183	53	53	11	11	13	80	35	19	3	9	31	177

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Cuadro I.27. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso del RD 1164/2001 según la estructura de la Circular 3/2020. Año 2021. Sistema Melillense

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		33.033	184	185	35	35	35	35	31	28	43	6	2	22	131
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	29.598	130	130					22	19	33				73
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	856	4	4					1	1	1				3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3	0	0					0	0	0				0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.235	16	16					2	2	3				6
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	93	1	1					0	0	1				1
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-	-					-	-	-				-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.248	34	34	35	35	35	35	6	6	5	6	2	22	46
Alta tensión		66	20	20	21	21	21	23	7	8	7	8	3	34	68
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	52	9	8	8	8	8	9	2	2	2	2	1	8	18
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	14	12	12	12	12	12	14	5	6	5	6	3	26	50
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		33.099	205	205	56	56	56	58	38	36	50	14	6	56	199

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Cuadro I.28. Previsión de la CNMC del número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso con la estructura de peajes de acceso vigente. Año 2021. Sistema Melillense.

Peaje de acceso	Peaje T&D	Nº clientes	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						Total
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Baja tensión		33.033	184	34	35				91	26	14	-	-	-	131
2.0 A (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	29.598	130						73	-	-	-	-	-	73
2.0 DHA (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	856	4						2	2	-	-	-	-	3
2.0 DHS (P ≤ 10 kW)	2.0 TD	3	0						0	0	0	-	-	-	0
2.1 A (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	1.235	16						6	-	-	-	-	-	6
2.1 DHA (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	93	1						1	1	-	-	-	-	1
2.1 DHS (10 kW < P ≤ 15 kW)	2.0 TD	-	-						-	-	-	-	-	-	-
3.0 A (P > 15 kW)	3.0 TD	1.248	34	34	35				9	23	14				46
Alta tensión		66	20	20	21	12	12	14	7	12	10	5	4	30	68
3.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	52	9	8	9				4	7	7				18
3.1 A (30 kV a 36 kV)	6.2 TD	-	-	-	-				-	-	-				-
6.1 A (1 kV a 30 kV)	6.1 TD	14	12	12	12	12	12	14	3	5	3	5	4	30	50
6.2 (30 kV a 72,5 kV)	6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)(1)	6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total		33.099	205	54	56	12	12	14	97	38	24	5	4	30	199

(1) Incluye Trasvase Tajo-Segura

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2021 (255.030 GWh) se ha obtenido imponiendo las pérdidas por subsistema registradas en 2019 (véase Cuadro I.29).

Cuadro I.29. Previsión de la demanda en b.c. para 2021

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2020		Previsión CNMC 2021	
	GWh	% variación 20 respecto 19	GWh	% variación 21 respecto 20
Peninsular	233.333	-6,4%	240.699	3,2%
No peninsular	13.215	-14,2%	14.332	8,5%
Baleares	4.934	-19,3%	5.486	11,2%
Canarias	7.882	-11,2%	8.445	7,1%
Ceuta	196	-4,9%	194	-1,1%
Melilla	203	-3,6%	207	1,7%
Total Nacional	246.548	-6,8%	255.030	3,4%

Fuente: CNMC

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021 DESGLOSADOS POR SUBSISTEMA

ANEXO II: INGRESOS DE ACCESO PREVISTOS PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021 DESGLOSADOS ENTRE EL SISTEMA PENINSULAR Y LOS SUBSISTEMAS INSULARES Y PENINSULARES

Cuadro II.1 Ingresos de acceso previstos para el cierre de 2020 a los precios de la Orden TEC/1258/2019. Desglose por subsistema

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
Baja tensión	108.449	8.911.071	303.328	392.600	11.698	12.900	9.631.598
2.0 A	36.285	3.949.734	82.656	153.556	7.151	8.221	4.201.317
2.0 DHA	32.669	2.483.949	108.522	121.851	381	266	2.714.969
2.0 DHS	145	5.835	994	2.001	-	1	8.831
2.1 A	3.003	383.102	14.645	20.310	656	1.080	419.793
2.1 DHA	4.383	328.807	16.690	16.587	19	103	362.206
2.1 DHS	24	1.208	147	367	-	-	1.722
3.0 A	31.940	1.758.437	79.675	77.927	3.491	3.229	1.922.760
Alta tensión	115.793	2.896.706	48.876	89.424	2.144	2.702	3.039.852
3.1 A (1-30 kV)	13.625	705.721	16.592	26.779	630	1.088	750.811
3.1 A (30-36 kV)	287	12.399	-	-	-	-	12.399
6.1 A	50.150	1.526.350	30.104	61.116	1.513	1.615	1.620.698
6.2	22.192	340.731	2.180	1.498	-	-	344.409
6.3	9.757	133.832	-	14	-	-	133.847
6.4	19.548	177.076	-	16	-	-	177.092
TTS	235	596	-	-	-	-	596
Total	224.242	11.807.777	352.205	482.024	13.842	15.603	12.671.451

Fuente: CNMC

**Cuadro II.2 Ingresos de acceso previstos para 2021 a los precios de la Orden
TEC/1258/2019**

		INGRESOS DE ACCESO					
		PENINSULA	BALEARES	CANARIAS	CEUTA	MELILLA	TOTAL
	Consumo (GWh)						
BT	109.776	8.882.415	316.542	397.559	11.530	12.885	9.620.931
2.0 A	31.010	3.731.330	78.462	144.996	7.002	8.156	3.969.946
2.0 DHA	37.826	2.620.366	120.844	130.786	375	263	2.872.633
2.0 DHS	231	6.560	1.785	2.887	-	1	11.234
2.1 A	2.513	359.758	12.791	17.521	643	1.073	391.785
2.1 DHA	4.604	336.475	16.735	17.448	19	102	370.778
2.1 DHS	39	1.268	289	789	-	-	2.346
3.0 A	33.553	1.826.660	85.636	83.133	3.492	3.289	2.002.209
MT	122.196	3.001.174	51.964	98.248	2.156	2.711	3.156.253
3.1 A (1 a 30 kV)	14.370	733.679	17.658	29.417	634	1.091	782.479
3.1 A (30 a 36kV)	298	12.585	-	-	-	-	12.585
6.1 A	52.859	1.587.613	32.030	67.128	1.522	1.620	1.689.914
6.2	23.065	345.574	2.275	1.671	-	-	349.519
6.3	10.273	139.145	-	16	-	-	139.161
6.4	21.096	181.983	-	17	-	-	181.999
TTS	235	596	-	-	-	-	596
Total	231.971	11.883.590	368.506	495.807	13.686	15.595	12.777.184

Fuente: CNMC

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2020 Y 2021

ANEXO III. PREVISIÓN DE INGRESOS PROCEDENTES DE LA LEY 15/2012 Y LAS SUBASTAS DE LOS DERECHOS DE CO2 PARA EL CIERRE DEL EJERCICIO 2020 Y 2021

La disposición adicional decimosexta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, modifica la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013, estableciendo que en las Leyes de Presupuestos Generales de cada año se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico previstos en la Ley del Sector Eléctrico, referidos al fomento de energías renovables, un importe equivalente a la suma de la estimación de recaudación anual correspondiente al Estado derivada de los tributos incluidos en la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, y el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros.

No obstante, el artículo 5 del Real Decreto-ley 34/2020²⁵, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria, establece para el 2020 que se podrá generar crédito por las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero hasta 1.000 millones de euros.

Asimismo, la Disposición adicional centésima décima sexta del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021²⁶, eleva el máximo de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero hasta los 1.100 millones de euros en el ejercicio 2021.

A continuación, se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de los ingresos derivados de la aplicación de la Ley 15/2012 para el cierre de 2020 y 2021.

1 Ingresos procedentes del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

En la estimación del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica se han considerado las siguientes hipótesis:

- Precio del mercado
 - El precio medio aritmético del mercado previsto para 2020 (33,54 €/MWh) es el resultado de considerar la media aritmética de los precios registrados

²⁵ Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2020/11/18/pdfs/BOE-A-2020-14368.pdf>

²⁶ Disponible en <https://www.sepg.pap.hacienda.gob.es/sitios/sepg/es-ES/Presupuestos/PGE/ProyectoPGE2021/Paginas/ProyectoPGE2021.aspx>

en el mercado diario entre el 1 de enero y el 30 de octubre de 2020, la media aritmética de las de los contratos de carga base mensuales de noviembre y diciembre de OMIP.

- El precio de mercado previsto para 2021 (43,40 €/MWh) se corresponde con el previsto para el ejercicio 2021, teniendo en cuenta las cotizaciones del producto base anual de OMIP.
 - El precio del mercado diario correspondiente al ejercicio 2020 se ha apuntado por tecnología según el apuntamiento registrado considerando el periodo comprendido entre octubre de 2019 y septiembre de 2020. El precio del mercado diario correspondiente al ejercicio 2021 se ha apuntado por tecnología conforme al promedio de los apuntamientos registrados en 2018, 2019 y octubre 2019-septiembre 2020 (se consideran los ingresos debidos a todos los segmentos, a excepción de pagos por capacidad).
- Balance de 2020 y 2021

La generación por tecnología prevista para el ejercicio 2020 y 2021, así como los costes derivados del régimen retributivo específico de la producción con tecnología renovable, cogeneración y residuos se corresponde con los previstos por la CNMC, teniendo en cuenta la última información disponible.

Cuadro III.1. Previsión del impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica

Año	Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (miles €)
2020	1.101.412
2021	1.293.839

Fuente: CNMC

2 Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

En relación al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos resultantes de la generación de energía nucleoelectrónica, esta Comisión no dispone de datos suficientes para poder realizar la estimación de estos impuestos.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, se espera cierta estabilidad en el importe, por lo que para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre noviembre de 2019 y octubre de 2020 (288.059 miles de euros).

Cuadro III.2. Previsión Ingresos procedentes del impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos

Año	Impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado (miles de €)
2020	288.059
2021	288.059

Fuente: CNMC

3 Ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas

Análogamente al impuesto sobre la producción de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos, esta Comisión no dispone de la información necesaria para poder realizar una estimación de los ingresos procedentes del impuesto sobre el almacenamiento del combustible nuclear *gastado y residuos radiactivos en instalaciones centralizadas*, por lo que, teniendo en cuenta la naturaleza del impuesto, para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 se estima un importe equivalente al impuesto liquidado en el periodo comprendido entre noviembre de 2019 y octubre de 2020 (9.267 miles de euros).

Cuadro III.3. Previsión ingresos procedentes del almacenamiento de combustible nuclear

Año	Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear (miles de €)
2020	9.267
2021	9.267

Fuente: CNMC

4 Canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

El Real Decreto 198/2015²⁷, de 23 de marzo, que desarrolla el artículo 112 bis del texto refundido de la Ley de Aguas y regula el canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica en las demarcaciones intercomunitarias establece, con carácter general, un gravamen del 25,5 por ciento sobre el valor económico de la energía hidroeléctrica producida, y medida en barras de central, en cada período impositivo anual por el concesionario mediante la utilización y aprovechamiento del dominio público hidráulico. No obstante, el canon se reduce en un 92 por ciento para las instalaciones hidroeléctricas de potencia igual o inferior a 50 MW. Finalmente, el 2 por ciento del canon recaudado será considerado un ingreso del organismo de cuenca, mientras que el 98 por ciento restante será ingresado en el Tesoro Público por el organismo recaudador.

En la estimación de los ingresos procedentes del canon por la utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica se ha tenido en cuenta la información aportada en la Memoria que acompaña al Real Decreto 198/2015²⁸, según la cual las cuencas intracomunitarias representan el 7,2% de la potencia instalada.

Para 2020 se estima una recaudación de 161.188 miles de euros y para 2021 una recaudación de 221.187, dada la producción hidráulica prevista por el Operador del Sistema para el cierre del ejercicio 2020 y 2021, considerando un escenario de precios del gas de 15 €/MWh e hidraulicidad media.

Cuadro III.4. Previsión del canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica

Año	Canon por utilización de las aguas continentales para la producción de energía eléctrica (miles €)
2020	161.188
2021	221.187

Fuente: CNMC

²⁷ Disponible en <https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2015-3182>

²⁸ Disponible en http://transparencia.gob.es/es_ES/buscar/contenido/normavigente/NormaEV03D2-20151101

5 Ingresos procedentes de impuestos especiales

Los ingresos procedentes de los impuestos especiales sobre los hidrocarburos y el carbón se han estimado teniendo en cuenta la cobertura de la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 en el sector eléctrico y la estructura de la demanda de gas natural prevista por la CNMC para el cierre de 2020 y 2021 a efectos de la elaboración de la Resolución por la que se establecen los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2020-2021²⁹, actualizada teniendo en cuenta la información aportada por el operador del sistema y el gestor técnico del sistema, en cumplimiento del mandato del artículo 19 de la Orden IET/2446/2013.

En particular, en la cobertura de la demanda en b.c. prevista se ha considerado:

- La producción renovable prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 (véase Anexo IV).
- La producción de centrales de ciclos combinados se corresponde con la implícita en la Resolución de precios de gas, actualizada con la información aportada por el Operador del Sistema y el Gestor Técnico del Sistema, en cumplimiento del mandato artículo 19 de la Orden IET/2446/2013.
- La producción de las centrales nucleares prevista para el cierre del ejercicio 2020 se corresponde con la producción registrada en los últimos doce meses (noviembre 2019-octubre 2020), mientras que la previsión para el ejercicio 2021 se corresponde con la producción prevista por el Operador del Sistema.
- La producción de las centrales hidráulicas prevista para el cierre de 2020 y 2021, como se ha indicado, se corresponde con la prevista por el Operador del Sistema, considerando un escenario de precios del gas de 15 €/MWh e hidraulicidad media.
- El consumo de los bombeos y el saldo físico internacional previsto para el cierre de 2020 y 2021 se corresponde con las previsiones del Operador del Sistema.
- La producción de las centrales de carbón prevista para 2020 se corresponde con el escenario de cobertura previsto por el Operador del Sistema, mientras que la producción de las centrales de carbón prevista para 2021 se establece como variable de ajuste a la demanda prevista para el ejercicio.

La previsión de la demanda de gas natural de uso doméstico e industrial se corresponde con la prevista por la CNMC para el cierre de 2020 y 2021 a efectos de la elaboración de la citada Resolución de precios de gas.

²⁹ Véase Memoria que acompaña a la Resolución, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/3154896.pdf>.

Cuadro III.5. Previsión de los impuestos especiales

Año	Impuestos especiales sobre los hidrocarburos (miles €)	Impuesto especial sobre el carbón (miles €)
2020	240.189	40.043
2021	248.585	36.708

Fuente: CNMC

6 Ingresos por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero

La Ley 17/2012 también establece que el 90 por ciento del ingreso estimado por la subasta de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, con un máximo de 450 millones de euros se destinará a financiar los costes del sistema eléctrico.

No obstante, el artículo 5 del Real Decreto-ley 34/2020, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria, establece para el 2020 que se podrá generar crédito por las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero hasta 1.000 millones de euros. Asimismo, la Disposición adicional centésima décima sexta del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021, eleva el máximo de los ingresos procedentes de las subastas de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero hasta los 1.100 millones de euros en el ejercicio 2021.

Teniendo en cuenta la evolución de la cotización de los derechos de emisión de gases de efecto invernadero, los ingresos previstos por este concepto para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 se corresponden con el importe establecido en los Presupuestos Generales del Estado prorrogados para 2020 y la Disposición adicional centésima décima sexta del proyecto de la Ley de Presupuestos Generales del Estado para el año 2021, respectivamente.

Cuadro III.6. Previsión de los ingresos por las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero

Año	Ingresos por las subasta de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (miles €)
2020	1.000.000
2021	1.100.000

Fuente: CNMC

7 Previsión de ingresos procedentes de la ley 15/2012 y las subastas de los derechos de CO2 para el cierre del ejercicio 2020 y 2021

De acuerdo con todo lo anterior, se estima que los ingresos procedentes de la aplicación de la Ley 15/2012 previstos para el cierre de 2020 y 2021 ascenderían a 2.840 M€ y 3.198 M€ anuales, respectivamente, tal y como resume en el Cuadro III.7. En el Cuadro III.8 y Cuadro III.9 se presenta con mayor detalle.

Cuadro III.7. Previsión de los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012

	2020	2021
TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)	1.840.157	2.097.644
<i>Recaudación Impuesto sobre la producción</i>	1.101.412	1.293.839
<i>Impuesto nuclear</i>	288.059	288.059
<i>Impuesto sobre el almacenamiento de combustible nuclear gastado</i>	9.267	9.267
<i>Recaudación canon hidráulico</i>	161.188	221.187
<i>Impuestos especiales hidrocarburos</i>	240.189	248.585
<i>Impuesto carbón</i>	40.043	36.708
INGRESOS SUBASTAS EMISIONES CO2	1.000.000	1.100.000
TOTAL	2.840.157	3.197.644

Fuente: CNMC

Cuadro III.8. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2020

2020	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	122.138	4.320.105	117.047	-	4.437.152	310.601	37.791	-	297.326	157.141	802.859
	Hidráulica	28.025	1.003.294	10.633		1.013.926	70.975				157.141	228.116
	Nuclear	53.626	1.817.233	-		1.817.233	127.206			297.326		424.532
	Carbón	5.657	376.217	5.895		382.112	26.748	37.791				64.539
	CCGT's	34.830	1.123.361	100.519		1.223.880	85.672		-			85.672
	Producción RECORE	111.093	3.195.220	-	6.105.303	9.300.523	651.037	-	-	-	4.046	655.083
	Cogeneración	22.300	447.598		714.410	1.162.008	81.341		-			81.341
	Solar Fotovoltaica	15.237	521.454		2.300.775	2.822.229	197.556					197.556
	Solar Termosolar	4.741	162.239		1.236.976	1.399.215	97.945					97.945
	Eólica	51.686	1.642.389		1.194.731	2.837.120	198.598					198.598
	Hidráulica	6.792	214.030		67.357	281.388	19.697				4.046	23.744
	Biomasa	4.309	86.498		294.350	380.848	26.659					26.659
	Residuos	2.267	45.498		80.275	125.774	8.804					8.804
	Tratamiento de residuos	3.735	74.972		215.264	290.236	20.316		-			20.316
	Otras tecnologías renovables	27	542		1.164	1.705	119					119
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	3.608	142.700		418.659	561.358	39.295	2.252	-	-	-	41.547
	Carbón	320	13.195		45.928	59.123	4.139	2.252				6.391
	Fuélleo	236	9.755		21.509	31.265	2.189		-			2.189
	Gasóleo	98	4.048		48.105	52.153	3.651		-			3.651
	Gas natural	2.579	106.420		250.118	356.539	24.958		-			24.958
	Producción RECORE (2)	375	9.281		52.998	62.279	4.360		-			4.360
	Sistema canario	7.882	297.481		1.043.440	1.340.921	93.864	-	-	-	-	93.864
	Fuélleo	2.500	97.679		348.758	446.437	31.251					31.251
	Gasóleo	3.796	148.316		574.718	723.034	50.612					50.612
	Diesel	53	2.081		13.118	15.199	1.064					1.064
	Gas natural	-	-		7	7	1					1
	Cogeneración Tenerife	-	-		2	2	0					0
	Hidroeléctrica	21	829		5.873	6.703	469					469
	Producción RECORE	1.512	48.576		100.962	149.538	10.468					10.468
	Ceuta y Melilla	399	15.292		79.208	94.501	6.615	-	-	-	-	6.615
	Fuélleo	388	15.062		72.752	87.814	6.147					6.147
	Gasóleo	0	11		6.050	6.061	424					424
	Producción RECORE	11	219		406	626	44					44
Consumo gas natural	Uso doméstico	202.756							102.289			102.289
	Uso industrial	59.528							137.900			137.900
Total							1.101.412	40.043	240.189	297.326	161.188	1.840.157

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

Cuadro III.9. Estimación de la recaudación total anual por aplicación de la disposición adicional segunda de la Ley 15/2012. Año 2021

2021	Tecnología	Producción (GWh)	Ingresos de mercado (miles €)	Pagos por capacidad (miles €)	Retribución específica o adicional (1) (miles €)	Valor de la producción (miles €)	Impuesto sobre la producción (miles €)	Impuesto carbón (miles €)	Impuestos hidrocarburos (miles €)	Impuesto nuclear (miles €)	Canon hidráulico (miles €)	TOTAL INGRESOS LEY 15/2012 (miles €)
Sistema peninsular	Producción convencional	116.836	5.250.521	98.947	-	5.349.468	374.463	34.591	-	297.326	216.813	923.193
	Hidráulica	29.881	1.384.277	10.633		1.394.910	97.644				216.813	314.457
	Nuclear	53.541	2.340.269	-		2.340.269	163.819			297.326		461.145
	Carbón	5.178	335.176	-		335.176	23.462	34.591				58.053
	CCGT'S	28.236	1.190.799	88.314		1.279.113	89.538		-			89.538
	Producción RECORE	125.180	4.822.307	-	6.175.041	10.997.348	769.814	-	-	-	4.374	774.188
	Cogeneración	24.342	655.082		777.148	1.432.230	100.256		-			100.256
	Solar Fotovoltaica	21.454	941.314		2.312.623	3.253.937	227.776					227.776
	Solar Termosolar	4.953	217.333		1.253.076	1.470.409	102.929					102.929
	Eólica	57.090	2.462.835		1.194.731	3.657.566	256.030					256.030
	Hidráulica	5.807	235.338		67.357	302.696	21.189				4.374	25.562
	Biomasa	5.240	141.007		287.659	428.666	30.007					30.007
	Residuos	2.532	68.150		82.934	151.085	10.576					10.576
	Tratamiento de residuos	3.735	100.522		198.352	298.874	20.921		-			20.921
	Otras tecnologías renovables	27	726		1.159	1.886	132					132
Sistemas no peninsulares	Sistema balear	3.847	196.350		374.406	570.756	39.953	2.117	-	-	-	42.070
	Carbón	301	16.048		34.820	50.869	3.561	2.117				5.677
	Fuélleo	256	13.664		22.546	36.210	2.535		-			2.535
	Gasóleo	74	3.927		33.901	37.828	2.648		-			2.648
	Gas natural	2.763	147.543		229.838	377.381	26.417		-			26.417
	Producción RECORE	454	15.168		53.300	68.467	4.793		-			4.793
	Sistema canario	8.445	414.099		1.047.934	1.462.033	102.342	-	-	-	-	102.342
	Fuélleo	2.099	106.151		311.893	418.044	29.263					29.263
	Gasóleo	4.573	231.224		628.918	860.141	60.210					60.210
	Gas natural	-	-		8	8	1					1
	Cogeneración Tenerife	-	-		3	3	0					0
	Hidroeléctrica	22	1.105		5.756	6.862	480					480
	Producción RECORE	1.751	75.619		101.357	176.976	12.388					12.388
	Ceuta y Melilla	401	19.835		83.971	103.805	7.266	-	-	-	-	7.266
Consumo gas natural	Fuélleo	388	19.497		77.920	97.417	6.819					6.819
	Gasóleo	0	8		5.644	5.652	396					396
	Producción RECORE	12	330		407	736	52					52
Consumo gas natural	Uso doméstico	216.975							109.400			109.400
	Uso industrial	60.231							139.185			139.185
Total		254.709	10.703.111	98.947	7.681.352	18.483.410	1.293.839	36.708	248.585	297.326	221.187	2.097.644

Fuente: CNMC

(1) Excluido el impuesto sobre la producción

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021

ANEXO IV. PREVISIÓN DE COSTES REGULADOS PARA EL CIERRE DE 2020 Y 2021

1 Retribución del transporte

En fecha 5 de diciembre de 2019, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 5/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en su redacción dada por el Real Decreto-ley 1/2019. Esta Circular fue publicada en el BOE el día 19 de diciembre de 2019.

Con fecha 15 de octubre de 2020 la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el informe denominado *“Acuerdo por el que se emite informe para ejecución de sentencia de Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra 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, respecto de la retribución fijada para Red Eléctrica de España, S.A. para dicho ejercicio 2016”*.

Con base en dicho informe y al *“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”* aprobada por la Sala de supervisión Regulatoria el día 23 de octubre de 2018, se ha elaborado la propuesta de resolución de retribución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2020, que está pendiente de ser aprobada en Sala para remisión a trámite de audiencia.

Los costes de inversión se obtienen por aplicación de los costes unitarios aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, y los costes de operación y mantenimiento por aplicación de los valores unitarios de operación y mantenimiento fijados en la Circular 7/2019, todo ello, siguiendo lo establecido en la Circular 5/2019.

Al respecto cabe señalar que, conforme a la Disposición transitoria única de la Circular 2/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural en la estimación de la retribución del ejercicio 2020 se ha aplicado una tasa de retribución financiera del 6,003%.

En el Cuadro IV.1 se presenta la propuesta de la retribución del transporte para el ejercicio 2020, incluyendo el incentivo de disponibilidad.

Cuadro IV.1. Retribución del transporte para 2020

Nombre empresa	Retribución Inversión (miles de €)	Retribución Operación y Mantenimiento (miles €)	Incentivo disponibilidad (miles €)	Ajuste de inversión (miles €)	Retribución 2020 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.163.139	377.246	- 339	- 7.440	1.532.606
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	20.162	3.255	269	-	23.686
VAL DE SOLLER	404	176	- 260	-	320
TOTAL	1.183.705	380.677		- 7.440	1.556.612

Fuente: CNMC

Al respecto, es preciso reseñar que, en virtud de lo establecido en la Disposición transitoria única de la citada Circular 5/2019, el ajuste retributivo indicado en la anterior tabla tiene carácter provisional y deberá regularizarse una vez que se publique la resolución que determine su metodología de cálculo, en el caso de que, de la aplicación de dicha metodología, resultase un porcentaje inferior de ingresos a considerar.

La previsión de la retribución de transporte para el ejercicio 2021, se ha estimado partiendo de la propuesta de resolución para el ejercicio 2020, antes señalada, considerando las inversiones en instalaciones puestas en servicio en el ejercicio 2019, declaradas por las empresas transportistas con base en la *Resolución de 9 de junio de 2020 por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas propietarias de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de transporte de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020*.

No obstante lo anterior, es preciso señalar que para la elaboración de este informe, no ha dado tiempo a cotejar en detalle el inventario auditado de instalaciones de transporte a 1 de enero de 2020 remitido por REE, única empresa transportista que ha puesto en servicio instalaciones en el ejercicio 2019, ni con la información obrante en la CNMC de anteriores ejercicios, ni con la auditoría externa de las instalaciones de transporte puestas en servicio en el año 2019 presentada por REE según la *Resolución de 9 de junio de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para elaborar el informe de auditoría externa para todas las instalaciones puestas en servicio en el año 2019, y para aquellas cuya capacidad hubiera sido ampliada durante dicho año*.

Sobre la base de todo lo anterior, la previsión de la retribución del transporte para el ejercicio 2021 ascendería a 1.512.308 miles de €, incluyendo el incentivo de disponibilidad, que ascendería a 1.691 miles de € (véase Cuadro IV.2).

Cuadro IV.2. Retribución del transporte para 2021

Nombre empresa	Retribución 2021 (miles de €)
RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.	1.490.384
GAS NATURAL FENOSA, S.A.	21.456
VAL DE SOLLER	468
TOTAL	1.512.308

Fuente: CNMC

2 Retribución de distribución

Análogamente a lo comentado respecto de la retribución del transporte, en este epígrafe se muestra la previsión de la retribución de la distribución para el cierre del ejercicio 2020 y 2021, conforme a la Circular 6/2019, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica y en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM.

Con fecha 15 de octubre de 2020 la Sala de Supervisión Regulatoria aprobó el informe denominado *“Acuerdo por el que se emite informe para ejecución de sentencia de Tribunal Supremo, previa declaración de lesividad para el interés público, contra la Orden IET/980/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016”*. En dicho informe se incluye el recálculo de la vida residual de las empresas afectadas en base al fallo de la Sentencia, llevando a cabo dos cálculos diferenciados:

- Por un lado, en base a la información inicialmente considerada, que dio lugar a los valores establecidos en la Orden IET 980/2016, realizando únicamente la corrección relativa a los elementos totalmente amortizados, tal y como establece la Sentencia.
- Por otro lado, un cálculo alternativo considerando la reformulación de cuentas efectuada por tres de las empresas distribuidoras afectadas.

En base a dicho informe, considerando el primero de los cálculos, en el que no se tienen en cuenta las reformulaciones de cuentas, y al *“Acuerdo por el que se propone la retribución a reconocer a las empresas de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2019. Aplicación de la Metodología del Real Decreto 1048/2013”* aprobada por la Sala de supervisión Regulatoria el día 03 de abril de

2019, se ha elaborado la propuesta de resolución de retribución por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para el año 2020, que está pendiente de ser aprobada en Sala para remisión a trámite de audiencia.

Asimismo, recientemente se ha publicado la *Orden TED/865/2020, de 15 de septiembre, por la que se ejecutan diversas sentencias del Tribunal Supremo en relación con la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016*. Las modificaciones incluidas en dicha Orden se han tenido en cuenta en la previsión efectuada.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el cuadro inferior se muestra la propuesta de retribución de la distribución para el ejercicio 2020.

Cuadro IV. 3. Retribución de la distribución para 2020

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	Retribución total (miles €)
TOTAL EMPRESAS	5.156.698	-262	34.879	2.182	5.193.498

Fuente: CNMC

La previsión de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2021, partiendo de la propuesta de resolución para el ejercicio 2020, antes señalada, considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2019, en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019 y el inventario a 31 de diciembre de 2019*, remitido en base a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020*.

Los cálculos realizados se han llevado a cabo sobre la retribución para el ejercicio 2020 señalada en el apartado anterior, evolucionándola al 2021 y adicionándole las inversiones declaradas en el ejercicio 2019.

Los costes de inversión de las nuevas instalaciones puestas en servicio se han obtenido mediante los valores auditados declarados por las empresas distribuidoras, mientras que el valor del COMGES se obtiene a través de la evolución del valor calculado para el ejercicio 2020, que se encuentra pendiente de aprobación, siguiendo lo establecido en la Circular 6/2019.

En el caso de los incentivos, se han mantenido los incentivos previstos para el ejercicio 2020 de pérdidas y fraude. Respecto al incentivo para la mejora de la calidad, dado que según la metodología establecida en la Circular 6/2019 es neutro para el sistema, no se ha tenido en cuenta en el cálculo de la retribución total prevista para el ejercicio 2021.

Teniendo en cuenta todo lo anterior, la retribución de la actividad de distribución para el ejercicio 2021 sería la que se refleja en el Cuadro IV. 4.

Cuadro IV. 4. Retribución de la distribución para 2021

	Retribución distribución (miles €)	Incentivo calidad (miles €)	Incentivo fraude (miles €)	Incentivo Pérdidas (miles €)	Retribución total (miles €)
TOTAL EMPRESAS	5.151.997	0	2.182	34.878	5.189.057

Fuente: CNMC

Es preciso señalar que a la fecha de emisión de este informe, no se ha podido cotejar los cálculos realizados con los que se obtendrían a partir de la información contenida tanto en las auditorías externas para todas las instalaciones puestas en servicio en el año 2019, presentadas por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019*, como del inventario auditado de las instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020, presentados por las empresas distribuidoras para dar cumplimiento a la *Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020*.

Asimismo, cabe señalar que se encuentran pendientes de aprobación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico las retribuciones correspondientes a los ejercicios 2017 a 2019, las cuales podrían provocar modificaciones en los valores de retribución previstos.

3 Retribución específica de las instalaciones de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, de cogeneración y residuos

En este epígrafe se recoge la previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de

renovables, cogeneración y residuos para la energía correspondiente a los años 2020 y 2021.

Adicionalmente, se aporta la información relativa a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019 de las instalaciones de generación que utilicen fuentes de energía renovables e instalaciones de cogeneración de potencia neta inferior o igual a 15 MW (categoría B de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio) localizadas en Territorio No Peninsular.

Por último, se incluye la información relativa a las reliquidaciones que resultan de la aplicación de la disposición adicional octava del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio.

3.1 Previsión de la retribución específica para el cierre de 2020 y 2021

Respecto de la previsión de cierre del ejercicio 2020 y 2021 se realizan las siguientes consideraciones:

Esta previsión de los costes del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, para el cierre de 2020 y para 2021, se corresponde con la estimación de la liquidación de la energía producida en cada año natural, según criterio 'de devengo', y no con los flujos de cobros y pagos (criterio 'de caja'). Es decir, los importes hacen referencia a los costes correspondientes a la retribución regulada percibida por las instalaciones incluidas en el ámbito de aplicación del RD 413/2014 por la energía generada en los años 2020 y 2021, independientemente del momento en que se hagan efectivos los cobros y pagos reales. En consecuencia, no se tiene en cuenta la aplicación de un coeficiente de cobertura.

Respecto de la previsión de retribución regulada para el cierre del año 2020, que es el primero del actual periodo regulatorio de 6 años, se ha seguido una evolución tendencial conforme a la información disponible al cierre de la liquidación provisional a cuenta 9/2020 del régimen retributivo específico.

Por otro lado, en lo relativo a las previsiones del año 2021, dicho año pertenece al mismo semiperiodo regulatorio que el año 2020, por lo que se mantienen con carácter general los parámetros retributivos ahora aplicables y no se han considerado variaciones significativas.

Debe destacarse que se han tenido en cuenta las previsiones de puesta en servicio gradual de nuevas instalaciones, fundamentalmente de tecnología eólica y fotovoltaica, que afectan a la previsión de potencia y energía, pero no a la de retribución regulada.

La previsión de retribución específica para los territorios no peninsulares para el año 2021 se ha estimado en 155 millones de euros, cifra coincidente con la que figuraba en el acuerdo INF/DE/048/20 aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 9 de junio de 2020.

De acuerdo con todo lo anterior, se proporciona a continuación la correspondiente previsión tanto para el cierre del año 2020 como para el ejercicio 2021, con el detalle de los valores de potencia instalada, energía y retribución (desglosada por retribución a la inversión y retribución a la operación) para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares).

En el Cuadro IV. 5 y el Cuadro IV. 6 se muestran para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 la previsión de potencia instalada, energía y retribución (desglosada por inversión y operación) para el total nacional y por sistemas (para el peninsular y para cada uno de los no peninsulares) con las consideraciones mencionadas anteriormente.

Cuadro IV. 5. Previsión para el cierre de 2020 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.574	22.335	43	673	716
SOLAR FV	11.874	15.627	2.284	135	2.420
SOLAR TE	2.299	4.741	1.073	164	1.237
EOLICA	26.708	52.919	1.216	-	1.216
HIDRAULICA	2.195	6.795	67	-	67
BIOMASA	1.096	4.320	138	157	295
RESIDUOS	738	2.492	74	17	92
TRAT. RESIDUOS	625	3.735	4	211	215
OTRAS T. RENOV.	5	27	1	0	1
TOTAL	51.116	112.991	4.902	1.357	6.260

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.530	22.300	43	671	714
SOLAR FV	11.568	15.237	2.172	129	2.301
SOLAR TE	2.299	4.741	1.073	164	1.237
EOLICA	26.287	51.686	1.195	-	1.195
HIDRAULICA	2.195	6.792	67	-	67
BIOMASA	1.090	4.309	137	157	294
RESIDUOS	661	2.267	63	17	80
TRAT. RESIDUOS	625	3.735	4	211	215
OTRAS TEC. RENOV.	5	27	1	0	1
TOTAL	50.260	111.093	4.756	1.350	6.105

Balears					
Tecnologia	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	35	0	1	1
SOLAR FV	98	122	37	2	39
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	2	1	1	0	1
RESIDUOS	75	215	11	-	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	190	375	50	3	53

Canarias					
Tecnologia	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	-	-	-	-
SOLAR FV	209	267	75	4	80
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	418	1.231	21	-	21
HIDRAULICA	0	4	0	-	0
BIOMASA	4	10	0	0	0
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	664	1.512	97	4	101

Ceuta y Melilla					
Tecnologia	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,07	0,08	0,04	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	10,80	0,37	-	0,37
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,24	10,88	0,41	0,00	0,41

Fuente: CNMC

Cuadro IV. 6. Previsión 2021 de potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos

TOTAL NACIONAL					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.530	24.380	43	735	779
SOLAR FV	17.580	22.003	2.284	148	2.432
SOLAR TE	2.299	4.953	1.073	180	1.253
EOLICA	29.346	58.452	1.216	-	1.216
HIDRAULICA	2.195	5.810	67	-	67
BIOMASA	1.249	5.252	138	150	289
RESIDUOS	738	2.784	74	20	94
TRAT. RESIDUOS	625	3.735	4	195	198
OTRAS T. RENOV.	5	27	1	0	1
TOTAL	59.568	127.397	4.902	1.428	6.330

Península					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	5.486	24.342	43	734	777
SOLAR FV	17.127	21.454	2.172	141	2.313
SOLAR TE	2.299	4.953	1.073	180	1.253
EOLICA	28.883	57.090	1.195	-	1.195
HIDRAULICA	2.195	5.807	67	-	67
BIOMASA	1.242	5.240	137	150	288
RESIDUOS	661	2.532	63	20	83
TRAT. RESIDUOS	625	3.735	4	195	198
OTRAS TEC. RENOV.	5	27	1	0	1
TOTAL	58.523	125.180	4.756	1.419	6.175

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	11	38	0	1	2
SOLAR FV	145	172	37	2	40
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	4	2	0	-	0
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	3	1	1	0	1
RESIDUOS	75	240	11	-	11
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	238	454	50	4	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	-	-	-	-
SOLAR FV	309	376	75	5	80
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	459	1.360	21	-	21
HIDRAULICA	0	3	0	-	0
BIOMASA	4	12	0	0	0
RESIDUOS	-	-	-	-	-
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	806	1.751	97	5	101

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2018 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribución inversión (M€)	Retribución operación (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	-	-	-	-	-
SOLAR FV	0,11	0,11	0,04	0,00	0,04
SOLAR TE	-	-	-	-	-
EOLICA	-	-	-	-	-
HIDRAULICA	-	-	-	-	-
BIOMASA	-	-	-	-	-
RESIDUOS	2,17	12,06	0,37	-	0,37
TRAT. RESIDUOS	-	-	-	-	-
OTRAS TEC. RENOV.	-	-	-	-	-
TOTAL	2,27	12,17	0,41	0,00	0,41

Fuente: CNMC

3.2 Retribución de las instalaciones situadas en Territorio No Peninsular correspondientes a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019

En lo que se refiere a las instalaciones de la categoría B³⁰ se indica que los datos del ejercicio 2016 se corresponden con la información remitida a la DGPEM el pasado 10 de julio. En particular, en lo que se refiere a las instalaciones con derecho a percepción del régimen retributivo específico en los TNP, se indicaba una retribución en concepto de extracoste para el ejercicio 2016 de 130.618.981,98 euros: el 50 % (65.309.490,99 euros) de dicha retribución debe ser financiada con cargo a los Presupuestos Generales del Estado (PGE) en

³⁰ En particular, se hace notar que en esta categoría B se incluirían las instalaciones de producción a partir de energías renovables, cogeneración (hasta 15 MW) y residuos, sujetas en su caso a régimen retributivo específico, en aplicación de lo establecido en la anteriormente citada disposición transitoria undécima del RD 738/2015, y sin perjuicio de lo previsto en su disposición adicional décima ('Retribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica con régimen económico primado otorgado con anterioridad a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, y de las instalaciones con régimen retributivo específico al amparo de la disposición adicional cuarta del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio').

virtud de lo dispuesto en la Disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (LSE).

Por su parte, en lo que se refiere a retribución de las instalaciones de la categoría B para los ejercicios 2017, 2018 y 2019 la información se basa en las liquidaciones mensuales provisionales a cuenta de la definitiva que realiza la CNMC en su calidad de organismo encargado de la liquidación del régimen retributivo específico en virtud de su Circular 1/2017, de 8 de febrero³¹.

3.2.1 Ejercicio 2017

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones 'categoría B' en los TNP durante el año 2017 alcanzó los 1,09 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 137.375 miles €, de los cuales el 50% son financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

En el Cuadro IV. 7 se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones para el ejercicio 2017 desglosada por sistemas.

³¹ Circular 1/2017, de 8 de febrero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que regula la solicitud de información y el procedimiento de liquidación, facturación y pago del régimen retributivo específico de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

Cuadro IV. 7. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2017

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	7	35	0	2	3
SOLAR FV	77	123	35	3	39
SOLAR TE					
EOLICA	4	3	0	-	0
HIDRAULICA					
BIOMASA	2	2	1	0	1
RESIDUOS	75	288	12	-	12
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	165	450	49	5	54

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	-	-	-	-
SOLAR FV	163	269	71	6	77
SOLAR TE					
EOLICA	191	347	5	-	5
HIDRAULICA	0	3	0	0	0
BIOMASA	1	9	0	0	0
RESIDUOS					
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	388	628	76	6	83

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2016 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION					-
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE					-
EOLICA					-
HIDRAULICA					-
BIOMASA					-
RESIDUOS	2,17	9,95	0,41	-	0,41
TRAT. RESIDUOS					-
OTRAS TEC. RENOV.					-
TOTAL	2,23	10,03	0,44	0,00	0,44

Fuente: CNMC

3.2.2 Ejercicio 2018

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2018 alcanzó los 1,27 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 143.525 miles €, de los cuales el 50% son financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

A continuación, se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2018 desglosada por sistema.

Cuadro IV. 8. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2018

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	6	34	0	2	3
SOLAR FV	77	113	35	3	38
SOLAR TE					
EOLICA	4	4	0	-	0
HIDRAULICA					
BIOMASA	2	1	1	0	1
RESIDUOS	75	272	12	-	12
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	164	424	48	5	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	33	---	---	---	
SOLAR FV	163	268	71	6	77
SOLAR TE					
EOLICA	232	558	13	-	13
HIDRAULICA	0	3	0	0	0
BIOMASA	1	8	0	0	0
RESIDUOS					
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	429	837	84	6	90

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION					
SOLAR FV	0,06	0,07	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE					
EOLICA					
HIDRAULICA					
BIOMASA					
RESIDUOS	2,17	10,69	0,39	-	0,39
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	2,23	10,77	0,43	0,00	0,43

Fuente: CNMC

3.2.3 Ejercicio 2019

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría B’ en los TNP durante el año 2019 alcanzó los 1,82 TWh, de acuerdo con los resultados del sistema de liquidaciones del régimen retributivo específico, con unos costes totales de 161.944 miles €, de los cuales el 50% serán financiados con cargo PGE, de acuerdo con lo dispuesto en la disposición adicional tercera de la ETU/1976/2016.

A continuación, se muestra el detalle de potencia instalada, energía generada y retribución específica (desglosada en retribución a la inversión y a la operación) atribuida a estas instalaciones en 2019 desglosada por sistema.

Cuadro IV. 9. Potencia, energía y prima equivalente de la producción de energía eléctrica a partir de renovables, cogeneración y residuos, desagregado por subsistema correspondiente al ejercicio 2019

Baleares					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	9	34	0	2	3
SOLAR FV	77	120	35	3	38
SOLAR TE					
EOLICA	4	6	0	-	0
HIDRAULICA					
BIOMASA	2	1	1	0	1
RESIDUOS	75	291	12	-	12
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	167	453	48	5	53

Canarias					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION	8	-	-	-	-
SOLAR FV	163	274	71	5	77
SOLAR TE					
EOLICA	380	1.068	32	-	32
HIDRAULICA	0	4	0	0	0
BIOMASA	1	8	0	0	0
RESIDUOS					
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	553	1.354	103	5	108

Ceuta y Melilla					
Tecnología	Potencia a 31/12/2017 (MW)	Energía generada (GWh)	Retribucion inversion (M€)	Retribución operacion (M€)	Total retribución específica (M€)
COGENERACION					
SOLAR FV	0,06	0,08	0,03	0,00	0,04
SOLAR TE					
EOLICA					
HIDRAULICA					
BIOMASA					
RESIDUOS	2,17	10,79	0,39	-	0,39
TRAT. RESIDUOS					
OTRAS TEC. RENOV.					
TOTAL	2,23	10,87	0,42	0,00	0,43

Fuente: CNMC

3.3 Previsión del impacto de la aplicación de la aplicación de la DT8ª del Real Decreto 413/2014

La disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, establece la aplicación transitoria del régimen económico contemplado en los Reales Decretos 661/2007 y 1578/2008, normas que este propio Real Decreto-ley derogaba.

Según este Real Decreto-ley, el régimen transitorio se debería aplicar al periodo comprendido entre la entrada en vigor del RDL 9/2013, el 14 de julio de 2013 y la entrada en vigor de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen jurídico y económico de la actividad de producción a partir de fuentes de energía renovable, cogeneración y residuos con régimen económico primado. Por tanto, el periodo transitorio se aplicó a la energía producida entre el 14 de julio de 2013 y el 31 de mayo de 2014. La disposición transitoria octava del Real Decreto 413/2014 definía la metodología para realizar estas reliquidaciones, estableciendo cantidades máximas mensuales a facturar que dependían de la retribución que recibiera cada instalación. Aunque posteriormente se modificó la redacción de la citada disposición transitoria para agilizar la recuperación de estas cantidades.

A la fecha de elaboración del presente informe, no se prevé importe alguno por este concepto para el cierre de 2020 y 2021.

4 Retribución adicional de la producción en los sistemas no peninsulares

En este epígrafe se estiman los costes de generación de las instalaciones enmarcadas en la “categoría A”³², de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio³³ (RD 738/2015), en los sistemas eléctricos de los Territorios No Peninsulares (TNP) para los ejercicios 2017 al 2021, cuantificando, en cada caso, la compensación incurrida y prevista con incidencia en la previsión de la tarifa de sector eléctrico para el año 2021.

Al respecto, se realizan las siguientes consideraciones:

- Los datos del ejercicio 2017 (costes incurridos e ingresos realizados) se corresponden con las liquidaciones mensuales C5 y C6 que realiza el

³² Dentro de esta categoría se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

³³ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Operador del Sistema (OS) que dan lugar al cierre del referido año para las instalaciones de esta categoría³⁴.

- Los datos del ejercicio 2018 (costes incurridos e ingresos realizados) se basan en las liquidaciones mensuales de despacho C6 que realiza el OS que dan lugar al cierre del referido año para las instalaciones de esta categoría³⁵.
- Análogamente, los datos del ejercicio 2019 se basan, por un lado, en las liquidaciones mensuales de despacho C6 que realiza el OS que dan lugar al cierre del año 2019 para las instalaciones de esta categoría de conformidad, entre otros aspectos, con la nueva redacción del artículo 72.3.a.1ª del RD 738/2015 dada por el apartado cinco de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio³⁶ y, por otro, en las liquidaciones mensuales C3 que realiza el OS³⁷ a cuenta de la definitiva.
- Los importes del ejercicio 2020 han sido calculados con los valores de las liquidaciones mensuales C2 y C3 realizadas por el OS para el periodo enero-septiembre³⁸ y con previsiones para el periodo octubre-diciembre.
- Las previsiones del ejercicio 2021 no coinciden con las que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2021[INF/DE/048/20]» aprobada por la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC en su sesión de 9 de junio de 2020; se ha actualizado la estimación realizada entonces con la mejor información disponible a la fecha de redacción de este documento.

³⁴ 'Ci', donde i es igual a 2, 3, 5, 6 etc. denota la secuencia de liquidaciones provisionales a cuenta de la definitiva. Para el régimen retributivo adicional, que es el que aplica a las instalaciones 'categoría A', las liquidaciones C2, C3 y C5 se corresponden respectivamente con las realizadas a los meses 'm+1', 'm+3' y 'm+10', donde 'm' es el mes de producción. Más allá de la C5 pueden recibirse nuevas liquidaciones (C6, C7, etc.) cuyas variaciones respecto a las anteriores no guarden ya relación con las sucesivas actualizaciones en el sistema de medidas eléctricas, sino por ejemplo con revisiones de los precios de combustibles regulatoriamente reconocidos mediante las correspondientes Resoluciones de la DGPEM. Para 2017 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C5 o C6 para los doce meses del año.

³⁵ En el caso de 2018 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C6 para todos los meses del año.

³⁶ Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas.

³⁷ En el caso de 2019 se dispone a la fecha de redacción de este documento C6 para los once primeros meses del año y C3 para el mes de diciembre.

³⁸ En el caso de 2020 se dispone a la fecha de redacción de este documento de liquidaciones C3 para los cinco primeros meses del año y C2 para los meses de junio a septiembre.

4.1 Ejercicio 2016

En lo que se refiere a la previsión del extracoste de generación en los TNP del año 2016, se indica que, con fecha 16 de julio de 2020, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 72.3 del RD 738/2015, y en el artículo 5 del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto³⁹, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC aprobó el *«Acuerdo por el que se aprueba el informe sobre reconocimiento de los costes definitivos de las instalaciones de generación en los territorios no peninsulares de Endesa, S.A. correspondientes al ejercicio 2016»* [INF/DE/126/17], en el cual se se proponía un resultado de 24.101.349,67 euros a ingresar a ENDESA.

Asimismo, con fecha 10 de julio de 2020, la Dirección de Energía remitió oficio en respuesta a la solicitud de información de la DGPEM sobre el reconocimiento de los costes e ingresos definitivos de las instalaciones de generación en los TNP de los grupos titularidad de Servicios Energéticos de Alta Eficiencia, S.A. (que opera la cogeneración asociada a la refinería de CEPESA en Santa Cruz de Tenerife, COTESA) y de Gorona del Viento, S.A. (que opera la central hidroeléctrica ubicada en la isla de El Hierro), así como de aquellas que tienen reconocido un régimen retributivo específico correspondientes al ejercicio 2016. Se hace notar que GORONA y COTESA no cursaron ante la DGPEM la solicitud a la que se refiere el apartado 3.c)⁴⁰ del artículo 72 ('Procedimiento de liquidaciones') del RD 738/2015.

En dicho oficio se proponía para el importe de los costes definitivos de las instalaciones de generación titularidad de COTESA y GORONA para el referido ejercicio 2016 un monto total de 5.005,53 euros para la primera y 21.949.433,30 euros para la segunda, en tanto que los ingresos totales percibidos a cuenta por dichas plantas ascienden a un total de 74,47 euros y 20.630.162,96 euros, respectivamente.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, no procede la remisión de información adicional a este respecto, remitiéndose a la lectura del informe precitado.

³⁹ Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a Presupuestos Generales del Estado.

⁴⁰ *«Los titulares de las centrales que tengan reconocido un régimen retributivo adicional solicitarán a la Dirección General de Política Energética y Minas que apruebe la cuantía definitiva de los costes de generación de liquidación para sus instalaciones en el plazo máximo de un mes desde la publicación por parte del operador del sistema de las liquidaciones con base en medidas definitivas. Esta solicitud irá acompañada de la información requerida en el presente real decreto y será remitida a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para informe.»*

4.2 Ejercicio 2017

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en barras de central (b.c) en los TNP durante el año 2017 alcanzó los 13,09 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 1.904.196 miles € (costes fijos 488.856 miles € y costes variables 1.415.339 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 587.703 miles € correspondientes a Baleares, 1.225.347 miles € a Canarias y 91.146 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.415.339 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.245.069 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% —una vez elevado al integro— y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 170.270 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 (‘Retribución por otros costes operativos’) y la Disposición transitoria tercera (‘Determinación del precio de combustible hasta la entrada en vigor de la orden definida en el artículo 40.5’) del RD 738/2015.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2017 alcanzan un total de 1.656.883 miles € (476.37 miles € correspondientes a Baleares, 1.098.451 miles € a Canarias y 82.395 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (719.147 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (937.736 miles €), lo cuales se desglosan en 468.868 miles € a cargo de PGE y en 468.868 miles € a cargo del sistema eléctrico (estos dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC).

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 247.313 miles € (1.656.883 miles € - 1.904.196 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2017 asciende a 1.185.049 miles €, (331.708 miles € correspondientes a Baleares, 783.584 miles € a Canarias y 69.757 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.904.196 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 719.147 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 reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.10. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2017

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.412	8.277	403	13.092
Coste generación SNP (A)	miles €	587.703	1.225.347	91.146	1.904.196
Retribución costes fijos	miles €	211.383	242.580	34.893	488.856
Retribución costes variables	miles €	376.320	982.767	56.253	1.415.340
Costes variables de generación (1)	miles €	303.492	891.962	49.615	1.245.069
Peaje de acceso	miles €	2.206	4.139	202	6.547
Financiación OS	miles €	843	892	55	1.790
Impuestos especiales	miles €	28.640	0	0	28.640
Impuesto a la producción (7%)	miles €	41.139	85.774	6.381	133.294
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	255.995	441.763	21.389	719.147
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	331.708	783.584	69.757	1.185.049
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	220.042	656.688	61.006	937.736
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	110.021	328.344	30.503	468.868
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	110.021	328.344	30.503	468.868
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-111.666	-126.896	-8.751	-247.313

Fuente: CNMC

4.3 Ejercicio 2018

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2018 alcanzó los 12,80 TWh, de acuerdo con las liquidaciones mensuales de despacho del OS, con unos costes totales de generación de 2.134.629 miles € (costes fijos 471.537 miles € y costes variables 1.663.092 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 648.815 miles € correspondientes a Baleares, 1.385.387 miles € a Canarias y 100.427 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.663.092 miles €) es la suma de i) por un lado, los costes variables de generación determinados por el OS en sus liquidaciones mensuales de despacho (1.521.752 miles €) y ii)

por otro lado, de 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% —una vez elevado al íntegro— calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional sexta⁴¹ del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre⁴² (RDL 15/2018) y, en su caso, los impuestos especiales (sobre el carbón y los hidrocarburos), conceptos que conjuntamente ascenderían a 141.340 miles €; todo ello conforme con lo dispuesto en el artículo 36 y la Disposición transitoria tercera del RD 738/2015.

En relación con el impuesto especial sobre hidrocarburos, se indica que el punto cuatro de la Disposición final primera (‘Modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales’) del RDL 15/2018, establece la exención de la producción de electricidad en centrales eléctricas o a la producción de electricidad o a la cogeneración de electricidad y de calor en centrales combinadas, si bien está condicionada a que sea solicitada por el titular de la planta ante la oficina gestora, y esta la autorice. Las solicitudes de exención fueron presentadas el 8 de octubre de 2018 (la referida norma entró en vigor el día 7), por lo que se ha procedido a descontar en el cálculo de este impuesto exclusivamente la parte correspondiente al último trimestre de 2018. La cuantía a minorar por este concepto ascendería a 2.565 miles de euros.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2018 alcanzan un total de 1.942.447 miles € (570.543 miles € correspondientes a Baleares, 1.278.168 miles € a Canarias y 93.736 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (842.365 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.100.082 miles €), los cuales se desglosan en 550.041 miles € a cargo de PGE y en 550.041 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. Los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. Los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se

⁴¹ La Disposición final sexta (‘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 de 2018’) establece que «*Para el ejercicio 2018, 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 último trimestre natural.*»

⁴² Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.

calculan de conformidad con lo dispuesto en la redacción original del artículo 72.4.b)⁴³ del RD 738/2015.

En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 192.182 miles € (1.942.447 miles € - 2.134.629 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2018 asciende a 1.292.264 miles €, (346.684 miles € correspondientes a Baleares, 871.469 miles € a Canarias y 74.111 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.134.629 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 842.365 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 reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

⁴³ La redacción original del apartado 4 b) del artículo 72 del Real decreto 738/2015, de 31 de julio disponía que la cuantía de los pagos provisionales mensuales con cargo al sistema se determinara como *«la diferencia entre la retribución acumulada hasta ese mes, la cuantía liquidada en el despacho de producción por el operador del sistema y la cuantía con cargo a los Presupuestos Generales del Estado correspondiente a los mismos meses conforme a lo previsto en el artículo 4.a) del Real Decreto 680/2014, de 1 de agosto, por el que se regula el procedimiento de presupuestación, reconocimiento, liquidación y control de los extracostes de la producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares con cargo a los Presupuestos Generales del Estado.»*

Cuadro IV.11. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2018

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.426	7.967	410	12.803
Coste generación SNP (A)	miles €	648.815	1.385.387	100.427	2.134.629
Retribución costes fijos	miles €	208.560	228.791	34.186	471.537
Retribución costes variables	miles €	440.255	1.156.596	66.241	1.663.092
Costes variables de generación (1)	miles €	381.902	1.079.273	60.577	1.521.752
Peaje de acceso	miles €	2.213	3.984	205	6.402
Financiación OS	miles €	750	761	22	1.533
Impuestos especiales	miles €	19.601	0	0	19.601
Impuesto a la producción (7%)	miles €	35.789	72.578	5.437	113.804
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	M€	302.131	513.918	26.316	842.365
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	346.684	871.469	74.111	1.292.264
Ingresos en concepto de compensación (C)	miles €	268.412	764.250	67.420	1.100.082
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	134.206	382.125	33.710	550.041
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	134.206	382.125	33.710	550.041
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-78.272	-107.219	-6.691	-192.182

Fuente: CNMC

4.4 Ejercicio 2019

La producción de energía eléctrica a partir de instalaciones ‘categoría A’, de acuerdo con la clasificación establecida por el artículo 2 (‘Ámbito de aplicación’) del RD 738/2015 en b.c. en los TNP durante el año 2019 alcanzó los 11,90 TWh, con unos costes totales de generación de 2.076.346 miles € (costes fijos 463.102 miles € y costes variables 1.613.244 miles €), los cuales se desglosan por sistemas en 598.759 miles € correspondientes a Baleares, 1.374.469 miles € a Canarias y 103.119 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.613.244 €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto⁴⁴ de la disposición final tercera del RD 647/2020—además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por

⁴⁴ El punto quinto de la disposición final tercera del Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, modifica la redacción del artículo 72.3.a). 1º del RD 738/2015.

otros costes operativos⁴⁵ (*financiación del OS, peaje de acceso, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, calculado de acuerdo con lo dispuesto en la Disposición adicional séptima⁴⁶ del RDL 15/2018, etc.*) definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre⁴⁷. De acuerdo con lo anterior, no se detalla el desglose de dichos conceptos a partir de este ejercicio y siguientes.

Los ingresos totales reconocidos a las instalaciones `categoría A´ en los TNP en el año 2019 alcanzan un total de 2.014.980 miles € (577.614 miles € correspondientes a Baleares, 1.336.614 miles € a Canarias y 100.752 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla), los cuales se desglosan en: i) ingresos por venta de energía a precio del mercado peninsular (673.390 miles €), e ii) ingresos en concepto de compensación extrapeninsular (1.341.590 miles €), lo cuales se desglosan en 646.559 miles € a cargo de PGE⁴⁸ y en 695.031 miles € a cargo del sistema eléctrico. Los dos últimos conceptos son liquidados por la CNMC. Los ingresos con cargo a PGE son efectivos a medida que se

⁴⁵ El artículo 36 del RD 738/2015 establece que la retribución por `otros costes operativos´ incluye:

- Los costes de peajes de acceso a las redes que deben satisfacer los productores de energía eléctrica en aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, en desarrollo del Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Desde el 25 de enero de 2020, el referido peaje ha sido eliminado por la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC, que establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.
- Los costes de financiación al OS establecidos bien en las correspondientes ordenes por las que se establecen los peajes de acceso de energía eléctrica bien en la Circular 4/2019, de 27 de noviembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología de retribución del operador del sistema eléctrico.
- Los costes de tributos derivados de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad: impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (7%), de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema de energía eléctrica, incluidos el sistema eléctrico peninsular y los territorios insulares y extrapeninsulares.

⁴⁶ La Disposición final 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 de 2019) establece 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 período impositivo minorada en las retribuciones correspondiente a la electricidad incorporada al sistema durante el primer trimestre natural...»

⁴⁷ Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

⁴⁸ La cantidad que es objeto de financiación presupuestaria es igual a 695.031 miles de euros. Quedaría pendiente de liquidar un total de 48.473 miles de euros entre todos los productores categoría A, debido a la limitación de los libramientos presupuestarios realizados por el Tesoro.

producen los correspondientes libramientos del Tesoro, y siempre de acuerdo con el resultado del despacho realizado por el OS, tomando dicho valor de despacho como límite. Los ingresos mensuales con cargo al sistema eléctrico se calculan de conformidad con lo dispuesto en la nueva redacción del artículo 72.4.b) del RD 738/2015, dada por el punto seis de la disposición final tercera del RD 647/2020 con el objeto de ajustar las liquidaciones provisionales y anual a los costes de generación que efectivamente se reconozcan a los grupos generadores en estos territorios. En consecuencia, la diferencia entre los ingresos y los costes totales de generación arroja un saldo negativo de 61.366 miles € (2.014.980 - 2.076.346 miles €).

De acuerdo con todo lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2019 asciende a 1.402.956 miles €, (363.483 miles € correspondientes a Baleares, 958.765 miles € a Canarias y 80.709 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 2.076.346 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a PMP, 673.390 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 reconocidos— a cuenta de la liquidación definitiva—, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.12. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares correspondiente al ejercicio 2019

COMPENSACIÓN TNP DE 2019					
Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	4.011	7.484	406	11.901
Coste generación SNP (A)	miles €	598.759	1.374.469	103.119	2.076.346
Retribución costes fijos	miles €	205.844	223.771	33.487	463.102
Retribución costes variables (1)	miles €	392.915	1.150.698	69.632	1.613.244
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	235.276	415.704	22.410	673.390
Retribución adicional SNP (A) - (B)	M€	363.483	958.765	80.709	1.402.956
Retribución adicional SNP (A) - (B)	miles €	342.338	920.910	78.342	1.341.590
Ingresos en concepto de compensación con cargo a PGE	miles €	162.659	445.684	38.216	646.559
Ingresos en concepto de compensación con cargo al sector Eléctrico	miles €	179.679	475.226	40.126	695.031
Saldo TNP [(B) + (C)] - (A)	miles €	-21.145	-37.855	-2.367	-61.366

Fuente: CNMC

4.5 Previsión de cierre 2020

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 2020, se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2020 alcance los 9,99 TWh.

Los costes totales de generación se estiman en 1.784.337 miles de € (costes fijos 451.771 miles € y costes variables 1.332.566 miles €), los cuales han sido determinados sobre la base de las liquidaciones mensuales e intermedias realizadas por el OS para el periodo enero-septiembre de 2020 y las previsiones para el periodo octubre-diciembre de dicho año que figuran en el documento «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2020 y previsión de 2021 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*» elaborado por el citado operador, una vez ajustada la demanda prevista por el OS a la estimada por la CNMC y tenido en cuenta el ligero descenso de precio que han experimentado los derechos de emisión en el año 2020.

Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.332.566 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020—además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por los denominados ‘*otros costes operativos (financiación del OS, impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)*’ definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre.

Por otro lado, se recuerda que la Circular 3/2020, de 15 de enero, de la CNMC⁴⁹ eliminó, a partir del 25 de enero de 2020, el peaje de acceso aplicable a las redes de transporte y distribución de electricidad, entre otros, a los productores de energía eléctrica por la energía neta vertida a la red establecido en la disposición final tercera del Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre⁵⁰.

Los ingresos reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2020 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzarían un total de 397.397 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 133.419 miles € correspondientes a Baleares, 248.905 miles € a Canarias y 15.073 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

⁴⁹ Circular 3/2020, de 15 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

⁵⁰ Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica.

El PMP estimado para 2020 es igual a 33,54 €/MWh, el cual ha sido obtenido con los precios medios aritméticos mensuales publicados por OMIE entre enero y octubre de 2020 y de los precios base de los futuros publicados por OMIP entre noviembre y diciembre de 2020. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2019 (último año natural completo disponible), lo cual da lugar a precios de 41,26 €/MWh en Baleares, 39,07 €/MWh en Canarias y 38,80 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2020 asciende a 1.386.940 miles €, (365.659 miles € correspondientes a Baleares, 942.478 miles € a Canarias y 78.803 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.784.337 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 397.397 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 reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.13. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para el cierre de 2020

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.233	6.370	388	9.992
Coste generación SNP (A)	miles €	499.078	1.191.383	93.876	1.784.337
Retribución costes fijos	miles €	194.026	223.374	34.371	451.771
Retribución costes variables (1)	miles €	305.052	968.009	59.505	1.332.566
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	133.419	248.905	15.073	397.397
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	365.659	942.478	78.803	1.386.940
Financiada con cargo a PGE	miles €	182.830	471.239	39.402	693.470
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	182.830	471.239	39.402	693.470

Fuente: CNMC

4.6 Previsión 2021

Los valores mostrados a continuación no coinciden con los que figuran en el «Acuerdo por el que se aprueba la memoria acreditativa para la previsión de la compensación presupuestaria de los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares en el ejercicio 2021 [INF/DE/048/20]» aprobada por la Sala de

Supervisión Regulatoria de la CNMC, en su sesión de 9 de junio de 2020, porque a la fecha de elaboración de este documento se considera que se dispone de una mejor previsión de la producción b.c. en los TNP.

Esta nueva previsión de retribución adicional, superior a la proporcionada en junio, se basa en la estimación para el 2021 remitida por el OS en el marco de la elaboración de este informe durante el mes de septiembre, que figura en los documentos «*Evolución de la demanda y previsión de la cobertura: Cierre del año 2020 y previsión de 2021 en TNP, Balear, Canario y Ceuta y Melilla*», si bien los costes variables han sido adaptados conforme: i) a la previsión de la demanda considerada por la CNMC — ligeramente inferior a la contemplada por el OS— y considerando asimismo las previsiones de la CNMC de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y ii) a la previsión de precio para 2021 de los derechos de emisión de acuerdo con la entidad *European Energy Exchange* (EEX). Se estima que la producción de energía eléctrica en b.c. a partir de instalaciones ‘categoría A’ en los TNP durante 2021 alcance los 10,48TWh, cuantía superior en 0,49 TWh a su homóloga en 2020.

Los costes totales de generación se estiman en 1.890.457 miles € (costes fijos 397.594miles € y costes variables 1.492.863 miles €). Se hace notar que el importe relativo a los costes variables (1.492.863 miles €) incorpora, de conformidad con lo dispuesto en el punto quinto de la disposición final tercera del RD 647/2020—además de los costes variables de generación de liquidación de las instalaciones categoría A— la cuantía de la retribución por los denominados ‘*otros costes operativos (financiación del OS, Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica)*’ definidos en el artículo 36 del precitado RD 738/2015, así como, en su caso, el impuesto especial sobre el carbón que resulte de aplicación de acuerdo con la Ley 38/1992, de 28 de diciembre (las centrales eléctricas o combinadas estarían exentas del impuesto especial sobre hidrocarburos de conformidad con lo dispuesto en la Disposición final primera del repetido RDL 15/2018).

Los ingresos reconocidos a las instalaciones ‘categoría A’ en los TNP en el año 2021 en concepto de liquidación por venta de energía a PMP alcanzan un total de 539.167 miles €, los cuales se desglosan por sistemas en 181.182 miles € correspondientes a Baleares, 338.480 miles € a Canarias y 19.505 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla.

El PMP estimado para 2021 es igual a 43,40 €/MWh, el cual se corresponde con el previsto en el contrato carga base con subyacente precio contado español con liquidación año 2021 de fecha 4 de noviembre de 2020. Este precio peninsular se corrige en cada sistema no peninsular según el factor de apuntamiento ajustado al perfil de carga horario registrado en 2019, lo cual da lugar a precios de 53,40 €/MWh en Baleares, 50,56 €/MWh en Canarias y 50,21 €/MWh en Ceuta y Melilla.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, la retribución adicional de la actividad de producción en los TNP para 2021 ascendería a 1.351.290 miles €, (321.107 miles € correspondientes a Baleares, 946.619 miles € a Canarias y 83.564 miles € a las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla). Dicha compensación se calcula como la diferencia del coste total de generación, 1.890.457 miles € menos la liquidación del despacho de generación realizado por el OS a Precio Medio Peninsular (PMP), 539.167 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 reconocidos en despacho por el OS, así como el importe en miles de euros correspondiente a la retribución adicional.

Cuadro IV.14. Retribución adicional de los sistemas eléctricos no peninsulares prevista para 2021

Concepto	Unidades	Baleares	Canarias	Ceuta y Melilla	TOTAL
Previsión producción en b.c.	GWh	3.393	6.694	388	10.476
Coste generación SNP (A)	miles €	502.289	1.285.099	103.069	1.890.457
Retribución costes fijos	miles €	149.417	211.660	36.517	397.594
Retribución costes variables (1)	miles €	352.872	1.073.439	66.552	1.492.863
Ingresos obtenidos en despacho OS (B)	miles €	181.182	338.480	19.505	539.167
Retribución adicional TNP (A) - (B)	miles €	321.107	946.619	83.564	1.351.290
Financiada con cargo a PGE	miles €	160.554	473.310	41.782	675.645
Financiada con cargo a peajes de acceso	miles €	160.554	473.310	41.782	675.645

Fuente: CNMC

5 Cuotas

El importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear es el resultado de aplicar las tasas establecidas en la normativa vigente a los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 (véase Cuadro IV.15).

Cuadro IV.15. Previsión de cierre de 2020 y 2021 del importe correspondiente a la tasa de la CNMC y del segundo ciclo de combustible nuclear

	Previsión de cierre 2020	Previsión 2021
	Orden TEC/1258/2019 (%)	Orden TEC/1258/2019 (%)
Previsión de ingresos (1)	12.956.392	13.072.170

Concepto de coste	Orden TEC/1258/2019 (%)	Importe cuotas (miles €)	Orden TEC/1258/2019 (%)	Importe cuotas (miles €)
CNMC	0,150	19.435	0,150	19.608
2ª parte de combustible nuclear	0,001	130	0,001	131

Fuente: CNMC

(1) Se excluyen los ingresos del acuerdo ETSO y los ingresos de las rentas de gestión de restricciones

6 Anualidades para la financiación del déficit

6.1 Adjudicatarios de la 2ª subasta del déficit ex ante

La anualidad a imputar en 2021 para financiar el déficit adjudicado en la citada subasta, de acuerdo con las condiciones establecidas en la Orden ITC/694/2008, de 7 de marzo, *por la que se regula el derecho de cobro correspondiente a la financiación del déficit ex ante de ingresos de las liquidaciones de las actividades reguladas y su procedimiento de subasta, y se precisa el contenido y las características del derecho de cobro correspondiente a la financiación ex ante del desajuste de ingresos de las actividades reguladas*, asciende a 94.102,68 miles de euros. Para calcularla, se ha tomado la media de las cotizaciones diarias del Euribor a tres meses del 1 al 15 de septiembre de 2020 (-0,491%) más el diferencial que resultó de la subasta, 65 puntos básicos, resultando un tipo de interés del 0,159%. Tanto el tipo de interés como la anualidad deberán ajustarse cuando estén disponibles las cotizaciones del Euribor de noviembre (véase Cuadro IV.16).

Cuadro IV.16. Detalle del cálculo de la anualidad correspondiente a los adjudicatarios de la 2ª subasta de déficit ex ante en 2021

TITULIZACION DEL DEFICIT EX-ANTE DE LA SUBASTA DEL 12 DE JUNIO DE 2008		
IMPORTE PENDIENTE DE COBRO A 31-12-20 (miles de euros)		
(+) IdPC a 31-12-19	324.308,26	Importe definitivo pendiente de cobro 31-12-19, según consta en la Resolución de 28 de enero de 2020 de la Dirección General de Política Energética y Minas.
i(n) 2019 + difer (%)	0,243%	Media del euribor a 3 meses de noviembre 2019, Act 365, más diferencial resultante de la subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
(+) Intereses 2020	788,07	Intereses devengados en el año 2020 según artículos 3, 8 y concordantes de Orden ITC/694/2008 de 7 de marzo y Resolución extinta CNE de 12 de junio de 2008.
(-) Anualidad 2020	94.239,12	Anualidad año 2019 según art. 10 punto 2 cap V de Orden ITC/694/2008
(=) IPC a 31-12-20	230.857,21	Importe pendiente de cobro a 31-12-2020

ANUALIDAD PROVISIONAL 2021 (miles de euros)		
i(N) 2020 + difer.	0,159%	Media del euribor a 3 meses del 1 al 15 de septiembre de 2020, Act 365. más diferencial resultante de subasta de 12 de junio de 2008 (65 puntos básicos)
p	2,46	Número de pagos anuales pendientes
ANUALIDAD 2021	94.102,68	

Fuente: CNMC y Resolución de 28 de enero de 2020 de la DGPEM

6.2 Déficit 2013

De conformidad con lo establecido en el R.D. 1054/2014, de 12 de diciembre, *por el que se regula el procedimiento de cesión de los derechos de cobro del déficit del sistema eléctrico en el año 2013 y se desarrolla la metodología de cálculo del tipo de interés que devengarán los derechos de cobro de dicho déficit y, en su caso, de los desajustes temporales negativos posteriores*, la anualidad para recuperar el derecho de cobro del Déficit 2013, es constante a lo largo del periodo 2015-2028, y asciende a 277.761,01 miles de euros. El tipo de interés es fijo a lo largo de dicho periodo y asciende al 2,195%.

6.3 Anualidad correspondiente a FADE

Hasta la fecha actual se han realizado, en total, 83 emisiones de FADE. Once de ellas en 2011 (de la 1ª a la 11ª), 18 en 2012 (de la 12ª a la 29ª), 16 en 2013 (de la 30ª a la 45ª), 3 en 2014 (de la 46ª a la 48ª), 7 en 2015 (de la 49ª a la 55ª), 12 en 2016 (de la 56ª a la 67ª), 8 en 2017 (de la 68ª a la 75ª), 4 en 2018 (de la 76ª a la 79ª), 3 en 2019 (de la 80ª a la 82ª) y 1 en 2020 (la 83ª). Las empresas eléctricas han cedido derechos de cobro a FADE como consecuencia de todas las emisiones hasta la 45ª (excepto en las emisiones 23ª, 24ª y parcialmente en

la 31ª, 40ª y 45ª). Desde la emisión 46ª hasta la 83ª, el importe recaudado ha servido para refinanciar vencimientos de bonos emitidos por FADE.

En este sentido, el importe de la emisión de FADE realizadas en 2020 se ha destinado a refinanciación. Como consecuencia de estas emisiones, no se incrementa la deuda del sistema eléctrico con FADE, y por lo tanto no se genera ninguna anualidad, sino que únicamente se incorporan ajustes a la misma dentro del año 2020, en función de la variación de la TIR media ponderada del Fondo.

Para calcular el importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2020 de los derechos cedidos a FADE, se ha seguido el procedimiento establecido en el artículo 9.2.ii del R.D. 437/2010, de 9 de abril, *por el que se desarrolla la regulación del proceso de titulización del déficit del sistema eléctrico*. Los intereses se calculan con el tipo de interés con el que se fijó la anualidad de 2020, y que equivale a la TIR media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2019, incluidas comisiones, más 30 puntos básicos.

Cuadro IV.17. Importe pendiente de cobro a 31/12/2020 de los derechos de cobro cedidos a FADE.

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2019 (€)	Tipo de interés (%)	Intereses (€)	Anualidad 2020 (€)	Importe pendiente de cobro a 31/12/2020 (€)
1ª	964.015.255,27	2,538%	24.466.707,18	173.366.731,71	815.115.230,74
2ª	974.753.337,14	2,538%	24.739.239,70	173.186.664,12	826.305.912,72
3ª	985.950.524,55	2,538%	25.023.424,31	172.839.305,42	838.134.643,44
4ª	504.256.197,82	2,538%	12.798.022,30	86.605.287,90	430.448.932,22
5ª	792.550.479,27	2,538%	20.114.931,16	129.064.103,25	683.601.307,19
6ª	168.970.959,73	2,538%	4.288.482,96	27.039.921,96	146.219.520,73
7ª	51.418.530,88	2,538%	1.305.002,31	8.228.355,12	44.495.178,07
8ª	65.598.678,93	2,538%	1.664.894,47	10.442.052,20	56.821.521,21
9ª	51.635.933,01	2,538%	1.310.519,98	8.197.792,47	44.748.660,52
10ª	307.993.618,27	2,538%	7.816.878,03	48.705.108,56	267.105.387,74
11ª	79.044.166,78	2,538%	2.006.140,95	12.499.787,32	68.550.520,41
12ª	136.509.240,81	2,538%	3.464.604,53	21.280.661,28	118.693.184,06
13ª	123.512.394,44	2,538%	3.134.744,57	19.254.560,46	107.392.578,56
14ª	200.183.196,10	2,538%	5.080.649,52	31.166.740,52	174.097.105,09
15ª	89.955.491,66	2,538%	2.283.070,38	13.987.271,53	78.251.290,50
16ª	88.271.457,68	2,538%	2.240.329,60	13.725.419,36	76.786.367,92
17ª	109.562.697,91	2,538%	2.780.701,27	17.036.016,11	95.307.383,07
18ª	129.579.162,19	2,538%	3.288.719,14	20.122.544,96	112.745.336,36
19ª	319.429.734,96	2,538%	8.107.126,67	49.541.180,27	277.995.681,37
20ª	72.806.395,04	2,538%	1.847.826,31	11.291.731,32	63.362.490,02
21ª	68.921.812,34	2,538%	1.749.235,60	10.661.953,61	60.009.094,33
22ª	468.272.865,67	2,538%	11.884.765,33	72.163.747,60	407.993.883,40
25ª	46.315.154,30	2,538%	1.175.478,62	6.574.000,93	40.916.631,98
26ª	67.209.885,15	2,538%	1.705.786,89	9.517.905,76	59.397.766,28
27ª	1.053.539.256,05	2,538%	26.738.826,32	148.176.880,38	932.101.201,98
28ª	60.064.908,85	2,538%	1.524.447,39	8.428.750,87	53.160.605,36
29ª	97.330.954,62	2,538%	2.470.259,63	13.611.860,95	86.189.353,30
30ª	101.779.133,96	2,538%	2.583.154,42	14.201.844,35	90.160.444,03
31ª Cesión	424.431.433,28	2,538%	10.772.069,78	58.957.705,44	376.245.797,62
32ª	53.816.636,79	2,538%	1.365.866,24	7.417.499,90	47.765.003,13
33ª	103.916.722,14	2,538%	2.637.406,41	14.306.865,59	92.247.262,95
34ª	41.750.949,88	2,538%	1.059.639,11	5.748.114,61	37.062.474,38
35ª	59.398.630,58	2,538%	1.507.537,24	8.159.688,45	52.746.479,37
36ª	54.442.496,58	2,538%	1.381.750,56	7.429.593,01	48.394.654,13
37ª	926.080.073,02	2,538%	23.503.912,25	126.240.709,93	823.343.275,34
38ª	46.751.798,24	2,538%	1.186.560,64	6.338.380,00	41.599.978,88
39ª	1.123.063.277,17	2,538%	28.503.345,97	151.272.477,22	1.000.294.145,92
40ª Cesión	39.644.044,80	2,538%	1.006.165,86	5.328.405,10	35.321.805,56
41ª	1.302.294.471,55	2,538%	33.052.233,69	167.672.776,62	1.167.673.928,62
42ª	173.212.434,66	2,538%	4.396.131,59	22.233.352,28	155.375.213,98
43ª	290.489.919,95	2,538%	7.372.634,17	37.286.957,69	260.575.596,43
44ª	199.247.687,71	2,538%	5.056.906,31	25.575.207,92	178.729.386,10
45ª Cesión	722.108.972,76	2,538%	18.327.125,73	92.127.386,91	648.308.711,58
Total FADE	13.740.080.972,48	-	348.723.255,08	2.067.013.300,96	12.021.790.926,60

Fuente: CNMC

Una vez obtenido el importe pendiente de cobro, se ha calculado la anualidad para 2021 aplicando la fórmula del artículo 10.1 del R.D. 437/2010, teniendo en cuenta el número de pagos anuales pendientes para la satisfacción del derecho (que varía entre 5,07 años para la emisión 1ª y 7,85 años para la emisión 45ª), y el tipo de interés de actualización, que asciende al 2,562%, con la información disponible a fecha actual.

Este tipo de interés se calcula siguiendo la fórmula del artículo 8.2 del R.D. 437/2010, como la tasa interna de rendimiento (TIR) media ponderada de las emisiones vivas a 30 de noviembre de 2020, incluidas comisiones, más un diferencial de 30 puntos básicos, y debe ser comunicado a la CNMC por parte de la Sociedad Gestora del Fondo de Titulización en fecha 30 de noviembre de 2020, en los términos establecidos en el artículo 10.1 del R.D. 437/2010.

El tipo de interés se ha calculado con los datos disponibles a fecha actual, teniendo en cuenta la amortización de bonos de fecha 17 de marzo de 2020 y 17 de junio de 2020 y la emisión 83^a realizada en fecha 3 de julio de 2020.

La anualidad de FADE para 2021 que se muestra en el siguiente cuadro estará sometida a los ajustes derivados de emisiones para refinanciación y amortizaciones de bonos que se produzcan durante el ejercicio 2021.

Cuadro IV.18. Anualidades provisionales para 2021 de los derechos de cobro cedidos a FADE

Emisión	Importe pendiente de cobro a 31/12/2020 (€)	Tipo de interés (%)	Nº pagos anuales pendientes (p)	Anualidad 2021 (€)
1ª	815.115.230,74	2,562%	5,07	173.487.811,50
2ª	826.305.912,72	2,562%	5,15	173.309.170,99
3ª	838.134.643,44	2,562%	5,24	172.963.308,75
4ª	430.448.932,22	2,562%	5,38	86.668.779,33
5ª	683.601.307,19	2,562%	5,76	129.164.196,75
6ª	146.219.520,73	2,562%	5,89	27.061.283,86
7ª	44.495.178,07	2,562%	5,89	8.234.855,63
8ª	56.821.521,21	2,562%	5,93	10.450.348,05
9ª	44.748.660,52	2,562%	5,95	8.204.323,58
10ª	267.105.387,74	2,562%	5,98	48.744.074,04
11ª	68.550.520,41	2,562%	5,98	12.509.787,51
12ª	118.693.184,06	2,562%	6,09	21.297.946,69
13ª	107.392.578,56	2,562%	6,09	19.270.200,14
14ª	174.097.105,09	2,562%	6,10	31.192.090,61
15ª	78.251.290,50	2,562%	6,11	13.998.663,90
16ª	76.786.367,92	2,562%	6,11	13.736.598,46
17ª	95.307.383,07	2,562%	6,11	17.049.891,63
18ª	112.745.336,36	2,562%	6,12	20.138.956,75
19ª	277.995.681,37	2,562%	6,13	49.581.640,71
20ª	63.362.490,02	2,562%	6,13	11.300.953,31
21ª	60.009.094,33	2,562%	6,15	10.670.684,95
22ª	407.993.883,40	2,562%	6,18	72.223.084,71
25ª	40.916.631,98	2,562%	6,86	6.579.901,37
26ª	59.397.766,28	2,562%	6,88	9.526.469,48
27ª	932.101.201,98	2,562%	6,94	148.311.183,31
28ª	53.160.605,36	2,562%	6,96	8.436.409,03
29ª	86.189.353,30	2,562%	6,99	13.624.273,37
30ª	90.160.444,03	2,562%	7,01	14.214.826,09
31ª Cesión	376.245.797,62	2,562%	7,05	59.011.857,91
32ª	47.765.003,13	2,562%	7,12	7.424.370,06
33ª	92.247.262,95	2,562%	7,13	14.320.132,49
34ª	37.062.474,38	2,562%	7,13	5.753.444,89
35ª	52.746.479,37	2,562%	7,15	8.167.272,98
36ª	48.394.654,13	2,562%	7,21	7.436.547,97
37ª	823.343.275,34	2,562%	7,22	126.359.024,86
38ª	41.599.978,88	2,562%	7,27	6.344.355,30
39ª	1.000.294.145,92	2,562%	7,33	151.416.082,46
40ª Cesión	35.321.805,56	2,562%	7,35	5.333.475,15
41ª	1.167.673.928,62	2,562%	7,76	167.839.861,72
42ª	155.375.213,98	2,562%	7,79	22.255.580,74
43ª	260.575.596,43	2,562%	7,79	37.324.236,45
44ª	178.729.386,10	2,562%	7,79	25.600.777,51
45ª Cesión	648.308.711,58	2,562%	7,85	92.220.099,07
Total FADE	12.021.790.926,60	-	-	2.068.758.834,06

Fuente: CNMC

7 Saldo de los pagos por capacidad

De acuerdo con el Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, se ha realizado la estimación de los costes derivados del derecho de cobro de pagos por capacidad para los años 2020 y 2021.

Se estiman unos derechos de cobro por incentivo a la inversión 117 M€ en 2020 y 98,9 M€ para los años 2020 y 2021, respectivamente (véase Cuadro IV.19).

A efectos del cobro del incentivo a la inversión se ha tenido en cuenta que en el ejercicio 2020 que pierden el derecho de cobro los tres grupos de ciclo combinado de Escombreras de Engie y el grupo 6 de Escombreras de Iberdrola, así como todos los carbones y durante el 2021 se ha supuesto la pérdida del derecho a incentivo a la inversión de los dos grupos de ciclo combinado de Plana de Vent y el grupo 1 de Sagunto.

Cuadro IV.19. Derecho de cobro de los Pagos por capacidad estimados para los años 2020 y 2021

Pagos por capacidad (miles de €)	2020	2021
Incentivo inversión	117.047	98.947
Hidráulica	10.633	10.633
Carbón	5.895	-
CCG	100.519	88.314
Pago disponibilidad	-	-
Total	117.047	98.947

Fuente: CNMC y OS

Por otra parte, en el Cuadro IV.20 se muestra los ingresos que resultan de aplicar los precios de los pagos por capacidad establecidos en la Orden IET/2735/2015 a la previsión de demanda en consumo para el sistema peninsular⁵¹ prevista para el cierre de 2020 y 2021, una vez ha sido incrementada con los coeficientes de pérdidas estándares incrementados por los coeficientes k ⁵².

⁵¹ La previsión de ingresos por pagos por capacidad se aplica a la demanda peninsular porque en las liquidaciones de OS los ingresos de pagos por capacidad de los TNP están incluidos en la liquidación de los TNP.

⁵² Los coeficientes k se corresponden con los registrados en el periodo comprendido entre agosto de 2019 y julio de 2020.

Cuadro IV.20. Ingresos procedentes de la aplicación de precios por los pagos por capacidad estimados para los años 2020 y 2021

Ingreso por pagos por capacidad (miles de €)	2020	2021
BAJA TENSION	442.591	434.374
2.0 A	185.345	158.386
2.0 DHA	93.027	106.981
2.0 DHS	272	354
2.1 A	14.733	12.523
2.1 DHA	11.242	11.805
2.1 DHS	46	50
3.0 A	137.927	144.277
ALTA TENSION	173.770	182.902
3.1 A (1 kV a 30 kV)	36.248	38.104
3.1 A (30 kV a 36 kV)	1.323	1.375
6.1	72.347	76.052
6.2	30.220	31.391
6.3	11.939	12.570
6.4	21.692	23.410
TTS	-	-
TOTAL	616.362	617.276

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro IV.21 se muestra el superávit de los pagos por capacidad previsto para el cierre de 2020 y 2021, ambos en términos anuales. Teniendo en cuenta que la propuesta de Real Decreto de cargos prevé el ajuste de los ingresos de los pagos por capacidad a los costes que deben cubrir y que está previsto que la aplicación de peajes y cargos que se produzca a partir del 1 de abril de 2021, se estima en 129,6 M€ el superávit de los pagos por capacidad para 2021, correspondiente al primer trimestre del ejercicio 2021.

Cuadro IV.21. Previsión del superávit de los pagos por capacidad para 2020 y 2021

	2020	2021
Déficit (-)/ Superavit (+) Pagos por Capacidad	499.315	518.329
Ingresos Pagos por capacidad (A)	616.362	617.276
Coste Pagos por Capacidad (B)	117.047	98.947
Incentivo a la inversión	117.047	98.947
Incentivo a la disponibilidad	n.a.	n.a.

Fuente: CNMC

ANEXO V. PREVISIÓN SOBRE EL NÚMERO DE CLIENTES, POTENCIAS CONTRATADAS Y CONSUMOS DE LOS CLIENTES ACOGIDOS A PVPC DESAGREGADAS POR SUBSISTEMA

Cuadro V.1. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema peninsular

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	9.841.891	36.392.332	19.230.691
PVPC con DHA	840.934	4.005.962	4.050.086
PVPC con DHS	1.814	8.814	7.923
Total	10.684.640	40.407.108	23.288.701

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	9.483.544	33.737.778	18.178.830
PVPC con DHA	977.428	4.896.299	4.902.581
PVPC con DHS	1.958	12.203	14.937
Total	10.462.930	38.646.280	23.096.349

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	10.412.279	37.835.086	20.015.351
Total	10.412.279	37.835.086	20.015.351

Fuente: CNMC

Cuadro V.2. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema balear

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	215.635	1.015.625	601.924
PVPC con DHA	11.563	58.838	59.440
PVPC con DHS	50	260	200
Total	227.248	1.074.723	661.564

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	188.651	873.913	380.776
PVPC con DHA	17.043	85.033	86.153
PVPC con DHS	99	459	383
Total	205.793	959.404	467.312

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	205.464	954.469	423.876
Total	205.464	954.469	423.876

Fuente: CNMC

Cuadro V.3. Nº de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema canario

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	520.000	1.914.820	1.102.370
PVPC con DHA	15.254	65.136	88.092
PVPC con DHS	136	583	522
Total	535.389	1.980.539	1.190.984

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	473.562	1.739.779	902.921
PVPC con DHA	23.620	96.871	139.295
PVPC con DHS	355	1.052	1.454
Total	497.537	1.837.702	1.043.669

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	494.009	1.813.930	935.256
Total	494.009	1.813.930	935.256

Fuente: CNMC

Cuadro V.4. N° de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema ceutí

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

Fuente: CNMC

Cuadro V.5. N° de clientes, potencia facturada y consumo de los clientes acogidos a PVPC. Subsistema melillense

AÑO 2019

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2020

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC sin DH	nd	nd	nd
PVPC con DHA	nd	nd	nd
PVPC con DHS	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

AÑO 2021

Tarifa	Nº Clientes	Potencia Facturada (kW)	Consumo (MWh)
PVPC	nd	nd	nd
Total	nd	nd	nd

Fuente: CNMC

ANEXO VI. BALANCES DE POTENCIA Y ENERGÍA. AÑO 2019

BALANCES DE POTENCIA. Año 2019

Flujos de potencia (MW). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	28.786	12.503	6.570	6.633	0	2.553	7,05%	527	1,87%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	5.186	0	5.640	10.679	0	1.085	3,00%	285	1,64%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.733	0	0	14.721	8	2.931	8,09%	283	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	1.199	0	0	0	23.047	9.017	24,89%	1.168	3,64%
NT ≤ 1 kV	8	0	0	0	0	20.646	56,98%	2.416	11,70%
Total	40.912	12.503	12.210	32.033	23.055	36.232	100,00%	4.680	

Flujos de potencia (MW). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	27.936	11.951	6.724	6.860	0	2.080	5,61%	322	1,16%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.945	0	4.810	9.761	0	1.157	3,12%	168	1,07%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.068	0	0	13.314	6	3.038	8,20%	243	1,49%
1 kV < NT < 30 kV	1.861	0	0	0	19.221	11.617	31,33%	958	3,11%
NT ≤ 1 kV	1.603	0	0	0	0	19.184	51,74%	1.646	8,58%
Total	40.412	11.951	11.534	29.935	19.227	37.075	100,00%	3.337	

Flujos de potencia (MW). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	26.477	11.069	6.522	6.482	0	2.164	6,07%	240	0,91%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.977	0	4.476	9.165	0	1.210	3,39%	195	1,31%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.620	0	0	12.261	6	3.102	8,70%	249	1,62%
1 kV < NT < 30 kV	2.038	0	0	0	17.430	11.575	32,48%	941	3,24%
NT ≤ 1 kV	1.675	0	0	0	0	17.591	49,35%	1.520	8,64%
Total	38.786	11.069	10.998	27.907	17.435	35.642	100,00%	3.144	

Flujos de potencia (MW). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.965	10.787	6.373	6.433	0	2.135	6,10%	237	0,92%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.820	0	4.277	8.936	0	1.197	3,42%	196	1,36%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.750	0	0	12.097	6	3.052	8,72%	244	1,61%
1 kV < NT < 30 kV	1.942	0	0	0	17.247	11.225	32,08%	937	3,29%
NT ≤ 1 kV	1.665	0	0	0	0	17.383	49,68%	1.535	8,83%
Total	38.142	10.787	10.649	27.466	17.252	34.992	100,00%	3.149	

Flujos de potencia (MW). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.745	8.242	4.586	4.970	0	2.704	8,76%	243	1,19%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.210	0	3.756	7.288	0	1.182	3,83%	225	1,84%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.414	0	0	10.565	5	3.020	9,78%	167	1,23%
1 kV < NT < 30 kV	2.071	0	0	0	14.693	9.390	30,42%	812	3,37%
NT ≤ 1 kV	1.292	0	0	0	0	14.569	47,20%	1.421	9,75%
Total	33.733	8.242	8.342	22.823	14.698	30.864	100,00%	2.869	

Flujos de potencia (MW). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	25.137	10.962	5.119	5.539	0	3.084	9,70%	433	1,75%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	4.101	0	4.685	9.047	0	1.110	3,49%	221	1,49%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	5.429	0	0	12.680	8	2.289	7,20%	257	1,71%
1 kV < NT < 30 kV	1.135	0	0	0	20.656	6.789	21,35%	955	3,48%
NT ≤ 1 kV	6	0	0	0	0	18.531	58,27%	2.138	11,54%
Total	35.808	10.962	9.804	27.266	20.664	31.803	100,00%	4.005	

BALANCES DE ENERGÍA. Año 2019

Flujos de energía (MWh). Periodo 1

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	19.164.702	8.083.536	4.472.713	4.412.791	0	1.746.361	6,96%	449.301	2,40%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.162.828	0	3.392.878	6.857.095	0	850.083	3,39%	146.309	1,32%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.002.840	0	0	9.497.828	3.030	2.195.365	8,74%	172.208	1,47%
1 kV < NT < 30 kV	1.067.594	0	0	0	13.705.575	7.426.941	29,58%	702.791	3,33%
NT ≤ 1 kV	467.893	0	0	0	0	12.889.294	51,34%	1.287.205	9,99%
Total	27.865.858	8.083.536	7.865.591	20.767.714	13.708.605	25.108.044	100,00%	2.757.814	

Flujos de energía (MWh). Periodo 2

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	22.178.688	9.258.507	5.098.015	5.089.648	0	2.308.638	7,75%	423.880	1,95%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.896.472	0	3.958.473	7.926.729	0	1.095.620	3,68%	174.156	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.954.759	0	0	11.021.568	3.556	2.777.188	9,32%	208.935	1,51%
1 kV < NT < 30 kV	1.335.820	0	0	0	15.776.050	8.770.225	29,43%	827.490	3,37%
NT ≤ 1 kV	558.634	0	0	0	0	14.846.802	49,82%	1.491.439	10,05%
Total	32.924.373	9.258.507	9.056.488	24.037.946	15.779.607	29.798.473	100,00%	3.125.900	

Flujos de energía (MWh). Periodo 3

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	20.603.676	8.745.494	4.638.963	4.615.331	0	2.150.509	7,81%	453.379	2,25%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.224.548	0	3.613.031	7.104.678	0	1.113.279	4,04%	139.053	1,18%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.267.215	0	0	9.560.669	2.980	2.788.269	10,13%	167.291	1,35%
1 kV < NT < 30 kV	1.230.507	0	0	0	13.188.175	8.663.144	31,46%	659.866	3,02%
NT ≤ 1 kV	655.585	0	0	0	0	12.819.001	46,56%	1.027.740	8,02%
Total	29.981.531	8.745.494	8.251.995	21.280.678	13.191.155	27.534.202	100,00%	2.447.329	

Flujos de energía (MWh). Periodo 4

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	18.262.262	7.230.558	4.199.370	4.118.990	0	2.370.884	9,45%	342.459	1,91%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	3.090.020	0	2.989.415	6.233.828	0	980.791	3,91%	116.545	1,14%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	4.281.524	0	0	9.108.271	3.509	2.209.545	8,80%	148.983	1,32%
1 kV < NT < 30 kV	1.174.082	0	0	0	12.123.621	7.868.525	31,35%	643.026	3,22%
NT ≤ 1 kV	489.274	0	0	0	0	11.668.062	46,49%	948.342	8,13%
Total	27.297.162	7.230.558	7.188.785	19.461.089	12.127.130	25.097.807	100,00%	2.199.355	

Flujos de energía (MWh). Periodo 5

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	12.057.865	5.218.414	2.615.220	2.576.271	0	1.314.862	8,27%	333.098	2,84%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	1.661.106	0	2.111.088	3.983.350	0	706.006	4,44%	79.076	1,16%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	2.374.616	0	0	5.195.140	1.470	1.812.431	11,40%	91.884	1,31%
1 kV < NT < 30 kV	751.832	0	0	0	7.091.742	5.054.882	31,80%	359.969	2,96%
NT ≤ 1 kV	439.613	0	0	0	0	7.005.755	44,08%	527.070	7,52%
Total	17.285.033	5.218.414	4.726.308	11.754.760	7.093.212	15.893.936	100,00%	1.391.097	

Flujos de energía (MWh). Periodo 6

Nivel de tensión	Entradas	Paso a escalones intermedios				Consumo	%Consumo por NT	Pérdidas	Pérdidas (%)
		a 72,5 kV-145 kV	a 72,5-30 kV	a 30-1 kV	a BT				
NT ≥ 145 kV	81.744.064	33.117.096	16.902.578	16.824.354	0	12.783.556	11,59%	2.116.480	2,66%
72,5 kV ≤ NT < 145 kV	14.503.286	0	14.260.402	27.104.401	0	5.625.432	5,10%	630.147	1,34%
30 kV ≤ NT < 72,5 kV	19.227.808	0	0	37.757.280	11.988	11.828.634	10,72%	792.886	1,60%
1 kV < NT < 30 kV	4.862.784	0	0	0	51.814.120	31.729.118	28,77%	3.005.581	3,60%
NT ≤ 1 kV	1.527.953	0	0	0	0	48.332.330	43,82%	5.021.731	10,39%
Total	121.865.895	33.117.096	31.162.980	81.686.035	51.826.109	110.299.070	100,00%	11.566.825	