



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA  
RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL  
DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA  
POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS  
VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A  
LAS REDES DE TRANSPORTE Y  
DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA  
EL AÑO 2022**

16 de diciembre de 2021

RAP/DE/013/21

## Índice

1. OBJETO	3
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	3
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	4
4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN	9
4.1. Previsión de cierre 2021	10
4.2. Previsión 2022	15
5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN	19
5.1. Retribución transporte	20
5.2. Retribución distribución	22
6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	28
6.1. Información empleada en la determinación de los peajes de transporte y distribución	28
6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución	31
6.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución	35
6.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución	46
6.5. Determinación de los términos de excesos de potencia	60
6.6. Términos de facturación por energía reactiva	68
6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior	69
7. OTRAS DISPOSICIONES	85
7.1. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público	85
7.2. Habilitación para la modificación de los peajes	85
ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2022	86

## **MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS VALORES DE LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL AÑO 2022**

### **1. OBJETO**

La presente memoria justificativa tiene por objeto detallar el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad para el año 2022, determinados conforme al artículo 13 de la Circular 3/2020, de 15 de enero, 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.

### **2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE**

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, 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, establece en su artículo 7.1.a) que es función de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecer mediante circular la metodología, previo trámite de audiencia y con criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación y de acuerdo con las orientaciones de política energética, para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución de energía eléctrica.

En el ejercicio de esta competencia el pasado 24 de enero de 2020 fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Circular 3/2020, de 15 de enero, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte y distribución de electricidad.

Por otra parte, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.g) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica y la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de

distribución de energía eléctrica. Estas Circulares fueron publicada en el Boletín Oficial del Estado del día 19 de diciembre de 2019.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 13 de la citada Circular 3/2020, de 15 de enero, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, previo trámite de audiencia calculará anualmente y publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución, así como la cuantía de la retribución de las actividades de transporte y distribución de electricidad.

### 3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, el 19 de noviembre de 2021 fue remitido a los miembros del Consejo Consultivo de Electricidad (en adelante CCE) la propuesta de Resolución por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución para el año 2022, sometiéndose también a información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 3 de diciembre de 2021.

En el procedimiento de audiencia se han recibido comentarios de 13 agentes, de los cuales tres manifiestan no tener observaciones y uno ha declarado sus observaciones como confidenciales.

Las observaciones de los agentes se han centrado fundamentalmente en los siguientes aspectos:

- *Retribución considerada en la determinación de los peajes*

En relación con la retribución considerada para la determinación de los peajes, dos agentes señalan que, dado que se encuentra en fase de tramitación las órdenes por las que actualizan las retribuciones de ejercicios anteriores y teniendo el impacto de las mismas en el ejercicio 2022 no procede aplicar la metodología de las Circulares 5/2019 y 6/2029 y proponen mantener provisionalmente la retribución del transporte y la distribución del ejercicio 2016.

Al respecto, uno de los agentes señala la incertidumbre existente relativa (i) a la fecha en la que se dispondrá de una retribución definitiva de 2022, dado que previamente deberán aprobarse las retribuciones de los ejercicios

anteriores desde 2016 y (ii) el eventual impacto que tendrá la revisión de la retribución de ejercicios anteriores sobre la determinación final de los peajes.

Por el contrario, otro agente ha valorado positivamente la incorporación de las mejores previsiones de la retribución para el ejercicio 2022 con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, de forma que se tienen en cuenta las inversiones realizadas en los ejercicios 2019 y 2020 con base en la información aportada por las empresas, garantizando de esta forma el principio de sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico.

Adicionalmente, tres agentes han solicitado un mayor detalle y justificación de la retribución considerada, señalando uno de ellos, además, que no se aporta el desglose suficiente para poder identificar las diferencias y realizar alegaciones.

Finalmente, un agente indica que no se justifica adecuadamente el motivo por el cual el impacto de la lesividad se llevaría a los cargos, mientras que otro señala que, de asignarse a los cargos, podría darse el caso, de cumplirse las previsiones de la CNMC, que se rebajen los peajes de los clientes domésticos en 2022 para tener que incrementarlos 2023.

- *Previsión de demanda*

Un agente ha valorado positivamente el detallado ejercicio realizado, y otro, sin entrar a valorarlo propone que se considere un coeficiente o parámetro de riesgo que pondere la posibilidad de que las previsiones no se cumplan, de modo que cautelarmente se sesgue a la baja para mantener el nivel actual de precios.

Adicionalmente, un agente ha señalado que las previsiones de autoconsumo para 2022 pudieran ser elevadas considerando el plan nacional de ayudas de recuperación y que las previsiones para 2025 no son coherentes con el borrador de la Hoja de Ruta de Autoconsumo, solicitando mayor detalle y justificación.

- *Peajes de transporte y distribución*

Dos agentes proponen que se mantenga el nivel de los peajes de acceso a las redes en su nivel actual hasta que se disponga de la Resolución de aprobación de las retribuciones definitivas del ejercicio 2022 o en su caso de la Resolución de retribución provisional, indicando uno de ellos que de este modo se evitan señales cambiantes de precios y se ayuda a los clientes a la toma de decisiones para la optimización de su coste energético.

- *Precio de los excesos de potencia*

Tres agentes han propuesto mejoras en relación con la facturación de los excesos de potencia, indicando uno de ellos la necesidad de aclarar el criterio para aplicar el modo de facturación, si es en función del tipo de equipo de medida o del tipo de punto de medida, proponiendo otro la modificación de las fórmulas de la Circular 3/2020 para incluir un parámetro “d” que refleje el número de días del periodo de facturación y, el tercero la aclaración del modo de facturación que se debe aplicar en caso de tipos de medida 1, 2 y 3 que excepcionalmente no dispongan de curva de carga cuartohoraria ni horaria y únicamente dispongan de registros de máxímetros.

Por otra parte, un agente ha solicitado que mantengan los precios de los excesos de potencia de la Resolución de 18 de marzo de 2021, por el impacto que tiene sobre el sector ferroviario, o, en caso de que no se reduzcan, que se establezca un periodo de 6 meses o superior para poder realizar el ejercicio de optimización necesario y adaptar las potencias contratadas.

Por último, un agente indica que se ha trasladado el incremento total resultante de aplicar la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020 a los precios de los consumidores a los que les resulte de aplicación el método de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1 (equipos de medida 4 y 5) lo que considera que puede ser un error.

- *Revisión de los peajes*

Respecto de la posibilidad prevista en la resolución de revisar los peajes de transporte y distribución una vez se disponga de la retribución definitiva de las actividades de transporte y distribución, un agente se ha mostrado contrario y ha señalado la elevada incertidumbre que traslada a los consumidores, y el incremento de costes que generaría como consecuencia de la modificación y adaptación de los sistemas y programas. Por ello propone que se contemplen los mecanismos necesarios para minimizar los impactos negativos que puedan derivarse de esta revisión.

- *Sobre la fecha de publicación de peajes y cargos y la obligación de información a los consumidores*

Un agente indica que en caso de que la fecha de aplicación de los nuevos peajes sea el 1 de enero de 2022, no dispondrá de la antelación suficiente para cumplir con la obligación establecida en el artículo 4.2 Real Decreto Ley 23/2021 de que los comercializadores comuniquen a los clientes las variaciones de precio con un mes de antelación respecto a su fecha de aplicación.

- *Sobre los cambios de potencia*

Dos agentes han solicitado que se permita a los consumidores adaptar las potencias contratadas sin coste alguno. Uno de ellos solicitando un cambio adicional para aquellos que hayan agotado los dos permitidos en la Circular 3/2020 o alternativamente que se acepten todas las solicitudes al alza para poder adaptarse a los incrementos de los precios a aplicar por exceso de potencia, y el otro solicita que se establezca que cualquier cambio en los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad, cargos del sistema eléctrico o, en general, cualquier componente regulado que dependa del peaje de acceso que tenga contratado el consumidor, sea considerado un cambio en la estructura tarifaria, obligando a las empresas distribuidoras a atender las peticiones de modificación que les fueran solicitadas, aunque no hayan transcurrido doce meses desde la modificación anterior.

Adicionalmente, los agentes han formulado las siguientes observaciones no directamente relacionadas con la propuesta de Resolución:

- Un agente, aun entendiendo que excede el contenido de la Resolución, ha manifestado su oposición a la asignación de la retribución a los términos fijos y variables de los peajes, **proponiendo revisar la metodología de asignación**. Este mismo agente ha solicitado que una vez se incorpore el Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico se revise la metodología aprobada mediante la Circular 3/2020, ya que el impacto de esta medida en los cargos reduce el término variable de la factura, dejando de estar vigentes las condiciones en las que se diseñó dicha metodología.
- Dos agentes han señalado la necesidad de **revisión del sistema general de liquidaciones** de forma que se haga efectiva la separación de peajes y cargos.
- Un agente ha señalado que la no inclusión de los **suplementos territoriales** conlleva a asumir por parte de las distribuidoras un coste que no tiene reconocido en la metodología retributiva, si bien es consciente del carácter potestativo del establecimiento de estos suplementos territoriales y del principio de tarifa única que establece la Ley del Sector Eléctrico.
- Un agente ha propuesto **financiar el desajuste que se produzca por déficit de ingresos** una vez cerrado el ejercicio con cargo a los Presupuestos Generales del Estado en la medida en que sea consecuencia de una insuficiente previsión de peajes o cargos.
- Un agente solicita que, al objeto de evitar situaciones como las que se han producido en 2021 respecto a la información errónea proporcionada por algunas distribuidoras e incluso la ausencia de dicha información, con el consiguiente perjuicio para algunas comercializadoras, se proporcione el tiempo de adaptación necesario para todos los agentes implicados y que se vele por que los agentes cumplan dichas normativas tras su entrada en vigor.

- Un agente solicita que la CNMC cree un canal para la resolución de conflictos con carácter de urgencia para las reclamaciones entre comercializadores y distribuidores y con aplicación de penalizaciones sobre los distribuidores si la reclamación es pertinente.
- Un agente solicita que se aumenten los plazos de pago de las facturas de peajes de transporte y distribución y cargos, como consecuencia del retraso en las lecturas de algunos distribuidores.

En relación con las observaciones formuladas por los agentes, se indica que se han incorporado las propuestas de mejora de redacción de los agentes en relación con la facturación por potencia demandada de la Resolución (tales como la aclaración que el modo de facturación de los excesos depende del tipo de punto de medida y no del tipo de equipo de medida), así como sobre los precios de aplicación durante el ejercicio 2022 para el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1 de la Circular 3/2020.

Asimismo, en relación con las previsiones de demanda se ha descrito con mayor grado de detalle cómo se ha estimado el autoconsumo, aclarando que para el sector no residencial se incluyen todas las tecnologías y no únicamente la fotovoltaica.

Respecto de la retribución prevista para el transporte y la distribución para el ejercicio 2022, se describe con mayor detalle el procedimiento de aplicación de la Circular 6/2020 en la determinación de la retribución de la actividad de distribución.

Por último, en línea con los comentarios recibidos, también se ha añadido un epígrafe con objeto de analizar la suficiencia de los peajes de transporte y distribución el ejercicio 2021 y se aclara que se analizará cómo el procedimiento de lesividad se trasladará con objeto de minimizar el impacto de los consumidores.

Por el contrario, no se ha atendido a la propuesta de mantener provisionalmente la retribución del ejercicio 2016, considerando que con una probabilidad elevada, el procedimiento de lesividad será resuelto en el ejercicio 2022, que los peajes deben responder a la mejor previsión de la retribución de las actividades de redes. Trasladar la variación de precios a los consumidores en un periodo de tiempo inferior al año, amplificaría y, en consecuencia, podría distorsionar la señal de precios que se traslade a los consumidores. Coherentemente, tampoco se ha atendido a la propuesta de mantener los precios de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 18 de marzo de 2021. Al respecto se indica que la decisión se ha adoptado con objeto de limitar las variaciones de precios que se trasladan al consumidor, de forma que se mantengan las señales de precio y que debe seguirse la metodología establecida en la Circular 3/2020. En este sentido, uno de los

agentes en sus alegaciones ha trasladado que, en la medida de lo posible, se limiten las revisiones de precios durante el año.

No se ha tenido en cuenta la solicitud de ampliación del periodo transitorio para trasladar los precios de exceso de potencia. En la memoria que acompañó a la Resolución de 18 de marzo se anunciaba la forma en que se iba a trasladar a los consumidores el resultado de la Circular 3/2020. En particular, en la citada memoria se indicó que el 1 de enero de 2022 se trasladaría la mitad del incremento que resultara de aplicar la metodología de la Circular 3/2020, siendo de plena aplicación a partir del 1 de enero de 2023. La metodología de la Circular 3/2020 tiene como objetivo trasladar mediante los excesos de potencia señales de precios a los consumidores con objeto de que contraten la potencia que realmente necesitan para su perfil de demanda, con el objetivo último de maximizar la utilización de la red y evitar inversiones innecesarias.

No obstante lo anterior, se ha atendido a la solicitud de mantener los precios del periodo transitorio para el modo de facturación del exceso de potencia de los puntos tipo 4 y 5, con la excepción del precio del exceso aplicable al peaje 6.1 TD, tal y como se detalla en el epígrafe 6.5, con la excepción del precio del exceso aplicable al peaje 6.1 TD, tal y como se detalla en el epígrafe 6.5.

En relación con la solicitud de cambios adicionales de potencia a los ya permitidos para adaptarse a los nuevos precios, se indica que no se ha considerado ya que se considerará que se debe proporcionar señales de precio adecuadas con objeto de evitar la simultaneidad de demandas en punta y minimizar inversiones en redes, en el actual contexto de electrificación.

Por último, no se han incorporado aquellas alegaciones que exceden el ámbito de aplicación de la resolución, relativas a la modificación del procedimiento de liquidaciones, la financiación del desajuste con cargo a los Presupuestos Generales del Estado o el establecimiento de los suplementos territoriales, ni aquellas que requerirían una modificación previa de la metodología establecida en la Circular 3/2020, tales como la asignación mayoritaria del coste al término variable y la modificación de las fórmulas de facturación de los excesos de potencia.

#### **4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN**

En este epígrafe se presenta la previsión de demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el cierre del ejercicio 2021 y 2022, 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 detallan las previsiones relativas al número de clientes, potencias contratadas y consumos desagregados por peajes de acceso y periodo horario para el cierre de 2021 y 2022, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

#### 4.1. Previsión de cierre 2021

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2020, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2020-septiembre 2021) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2021. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que en 2021 la demanda en b.c. nacional alcanzará 257.004 GWh, un 2,8% superior a la demanda en b.c. registrada en 2020 (249.991 GWh) y un 0,3% superior a la demanda registrada en los últimos doce meses (256.337 GWh).

Por subsistemas, se prevé una recuperación de la demanda mayor en los subsistemas balear y peninsular, con incrementos del 8,1% y del 2,8%, respectivamente, seguido por el subsistema melillense con un incremento de la demanda del 1,0%. Por el contrario, se estima que la demanda en b.c. de los sistemas canario y ceutí registrará contracciones de demanda del -0,3% y del -2,6%, respectivamente

**Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2020, 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 2021**

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2020 - sept 2021)			Previsión CNMC de cierre 2021		
		GWh	% variación respecto 2020	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses
<b>Peninsular</b>	<b>236.697</b>	<b>242.638</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,9%</b>	<b>243.339</b>	<b>2,8%</b>	<b>0,3%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>13.294</b>	<b>13.699</b>	<b>3,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>13.665</b>	<b>2,8%</b>	<b>-0,2%</b>
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.341	8,1%	-1,2%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.920	-0,3%	0,4%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	194	-2,6%	-1,3%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	210	1,0%	2,2%
<b>Total Nacional</b>	<b>249.991</b>	<b>256.337</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,8%</b>	<b>257.004</b>	<b>2,8%</b>	<b>0,3%</b>

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 2021. Se estima que en 2021 el consumo aumentará respecto del registrado en 2020 en todos los subsistemas y grupos tarifarios, con la excepción de la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (esto es, demanda de consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada superior a 15 kW) en los subsistemas canario y melillense y la demanda de los consumidores conectados en alta tensión del sistema canario. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2021 (232.259 GWh) aumenta un 3,3% respecto de la demanda registrada en 2020 (224.851 GWh).

Se indica que la diferente tasa de crecimiento de la demanda en b.c. y en consumo se debe a la diferencia de pérdidas implícitas en los ejercicios 2020 y 2021 (véase Anexo I).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2021 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>99.153</b>	<b>3.575</b>	<b>4.642</b>	<b>117</b>	<b>132</b>	<b>107.619</b>
2.0 A	35.351	898	1.554	61	75	37.938
2.0 A DHA	28.071	1.130	1.245	4	3	30.453
2.0 A DHS	105	17	33	0	0	155
2.1 A	2.773	113	180	5	7	3.078
2.1 A DHA	3.759	160	195	0	2	4.115
2.1 A DHS	17	2	6	-	-	25
3.0 A	29.077	1.256	1.430	48	45	31.855
<b>Alta tensión</b>	<b>113.334</b>	<b>980</b>	<b>2.794</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>117.231</b>
3.1 A (1-30 kV)	13.287	267	621	8	17	14.201
3.1 A (30-36 kV)	202	-	-	-	-	202
6.1 A	47.936	633	2.058	47	50	50.725
6.2	21.639	79	114	-	-	21.833
6.3	10.418	-	0	-	-	10.418
6.4 (1)	19.851	-	-	-	-	19.851
<b>Total</b>	<b>212.487</b>	<b>4.555</b>	<b>7.436</b>	<b>173</b>	<b>199</b>	<b>224.851</b>

	Previsión de cierre 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>101.215</b>	<b>3.945</b>	<b>4.635</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>110.047</b>
2.0 A	33.710	832	1.394	61	75	36.071
2.0 A DHA	30.068	1.491	1.369	4	6	32.938
2.0 A DHS	153	36	78	0	0	266
2.1 A	2.688	104	148	5	7	2.952
2.1 A DHA	3.934	176	211	0	2	4.323
2.1 A DHS	23	4	11	-	-	38
3.0 A	30.639	1.303	1.423	48	45	33.457
<b>Alta tensión</b>	<b>118.317</b>	<b>982</b>	<b>2.791</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>122.213</b>
3.1 A (1-30 kV)	13.762	267	623	8	18	14.679
3.1 A (30-36 kV)	211	-	-	-	-	211
6.1 A	50.065	632	2.053	47	50	52.847
6.2	22.595	83	114	-	-	22.792
6.3	10.895	-	0	-	-	10.895
6.4 (1)	20.789	-	0	-	-	20.789
<b>Total</b>	<b>219.532</b>	<b>4.927</b>	<b>7.426</b>	<b>173</b>	<b>202</b>	<b>232.259</b>

	% variación 2021 sobre 2020					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>2,1%</b>	<b>10,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,3%</b>
2.0 A	-4,6%	-7,3%	-10,3%	0,0%	-0,4%	-4,9%
2.0 A DHA	7,1%	31,9%	10,0%	0,1%	87,0%	8,2%
2.0 A DHS	45,0%	116,3%	133,7%	0,0%	32,4%	71,7%
2.1 A	-3,1%	-7,9%	-17,4%	0,0%	-1,8%	-4,1%
2.1 A DHA	4,7%	10,5%	8,1%	0,0%	9,3%	5,1%
2.1 A DHS	38,7%	92,5%	79,5%	-	-	53,2%
3.0 A	5,4%	3,7%	-0,4%	0,0%	-0,6%	5,0%
<b>Alta tensión</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>4,2%</b>
3.1 A (1-30 kV)	3,6%	-0,1%	0,4%	0,0%	2,5%	3,4%
3.1 A (30-36 kV)	4,0%	-	-	-	-	4,0%
6.1 A	4,4%	-0,2%	-0,2%	0,0%	-0,9%	4,2%
6.2	4,4%	5,2%	-0,2%	-	-	4,4%
6.3	4,6%	-	15,0%	-	-	4,6%
6.4 (1)	4,7%	-	-	-	-	4,7%
<b>Total</b>	<b>3,3%</b>	<b>8,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,1%</b>	<b>3,3%</b>

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

En el Cuadro 3 se resumen las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada y consumo por periodo horario para el cierre del ejercicio 2021 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 industrial<sup>1</sup>) aumentará por encima de la media nacional, mientras que la demanda de los consumidores domésticos aumentará por debajo de la media nacional. Adicionalmente, se constata que durante el ejercicio 2021 ha continuado el 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 un aumento de las potencias contratadas por periodo horarios en todos los peajes de alta tensión, mientras que se prevé una reducción moderada de la potencia de los consumidos domésticos y PYMES, como consecuencia del cambio de la estructura de 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.

---

<sup>1</sup> 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 2021. Sistema Nacional**

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW), Año 2020						Energía consumida por periodo horario (GWh), Año 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
<b>Baja tensión</b>	<b>29.518.550</b>	<b>143.538</b>	<b>142.622</b>	<b>19.854</b>	<b>20.462</b>				<b>63.857</b>	<b>35.674</b>	<b>8.089</b>				<b>107.619</b>
2.0 A	17.766.276	69.823	69.823						37.938						37.938
2.0 A DHA	10.125.536	44.615	44.615						14.809	15.644					30.453
2.0 A DHS	37.156	181	181						66	51	38				155
2.1 A	452.812	5.536	5.536						3.078						3.078
2.1 A DHA	341.086	4.178	4.178						1.704	2.411					4.115
2.1 A DHS	1.954	24	24						10	9	6				25
3.0 A	793.731	19.181	18.265	19.854	20.462				6.251	17.559	8.044				31.855
<b>Alta tensión</b>	<b>114.084</b>	<b>26.652</b>	<b>24.614</b>	<b>26.004</b>	<b>27.651</b>	<b>20.692</b>	<b>22.027</b>	<b>31.555</b>	<b>11.498</b>	<b>17.256</b>	<b>11.763</b>	<b>9.966</b>	<b>11.830</b>	<b>54.917</b>	<b>117.231</b>
3.1 A (1-30 kV)	88.033	5.848	5.444	6.181	7.259				2.887	5.676	5.638				14.201
3.1 A (30-36 kV)	1.334	87	80	92	115				41	84	78				202
6.1 A	20.483	11.455	10.721	10.890	11.116	11.214	11.769	18.131	4.766	6.092	3.253	5.201	6.112	25.301	50.725
6.2	2.945	4.167	3.883	4.026	4.114	4.137	4.411	5.929	1.784	2.460	1.270	2.102	2.476	11.741	21.833
6.3	477	1.703	1.558	1.638	1.669	1.738	1.867	2.399	761	1.046	564	940	1.151	5.957	10.418
6.4 (1)	811	3.392	2.928	3.177	3.377	3.602	3.980	5.096	1.259	1.899	960	1.724	2.091	11.919	19.851
<b>Total</b>	<b>29.632.634</b>	<b>170.190</b>	<b>167.236</b>	<b>45.858</b>	<b>48.112</b>	<b>20.692</b>	<b>22.027</b>	<b>31.555</b>	<b>75.355</b>	<b>52.930</b>	<b>19.852</b>	<b>9.966</b>	<b>11.830</b>	<b>54.917</b>	<b>224.651</b>

	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
<b>Baja tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>143.319</b>	<b>142.369</b>	<b>19.652</b>	<b>21.109</b>				<b>63.629</b>	<b>37.934</b>	<b>8.483</b>				<b>110.047</b>
2.0 A	17.169.764	64.457	64.457						36.071						36.071
2.0 A DHA	10.905.141	49.736	49.736						15.990	16.948					32.938
2.0 A DHS	65.193	316	316						115	88	63				266
2.1 A	433.195	5.093	5.093						2.952						2.952
2.1 A DHA	358.391	4.393	4.393						1.812	2.511					4.323
2.1 A DHS	3.047	39	39						16	14	9				38
3.0 A	794.467	19.285	18.335	19.652	21.109				6.672	18.374	8.411				33.457
<b>Alta tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>27.519</b>	<b>25.564</b>	<b>26.882</b>	<b>28.977</b>	<b>21.756</b>	<b>22.723</b>	<b>32.293</b>	<b>11.580</b>	<b>17.437</b>	<b>12.026</b>	<b>10.178</b>	<b>13.215</b>	<b>57.778</b>	<b>122.213</b>
3.1 A (1-30 kV)	87.636	5.697	5.299	5.919	7.544				2.947	5.889	5.842				14.679
3.1 A (30-36 kV)	1.362	87	80	92	115				43	88	80				211
6.1 A	20.502	11.731	11.013	11.185	11.404	11.506	11.953	18.395	4.746	6.058	3.262	5.329	6.759	26.693	52.847
6.2	2.992	4.376	4.117	4.270	4.328	4.353	4.521	6.080	1.772	2.426	1.283	2.128	2.913	12.269	22.792
6.3	511	2.015	1.862	1.963	1.991	2.069	2.163	2.700	750	1.039	545	934	1.292	6.337	10.895
6.4 (1)	812	3.611	3.193	3.453	3.594	3.828	4.085	5.117	1.322	1.937	1.014	1.788	2.251	12.479	20.789
<b>Total</b>	<b>29.843.014</b>	<b>170.838</b>	<b>167.934</b>	<b>46.534</b>	<b>50.086</b>	<b>21.756</b>	<b>22.723</b>	<b>32.293</b>	<b>75.209</b>	<b>55.371</b>	<b>20.509</b>	<b>10.178</b>	<b>13.215</b>	<b>57.778</b>	<b>232.259</b>

% 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
<b>Baja tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>3,2%</b>				<b>-0,4%</b>	<b>6,3%</b>	<b>4,9%</b>				<b>2,3%</b>
2.0 A	-3,4%	-7,7%	-7,7%						-4,9%						-4,9%
2.0 A DHA	7,7%	11,5%	11,5%						8,0%	8,3%					8,2%
2.0 A DHS	75,5%	74,4%	74,4%						74,6%	72,2%	65,9%				71,7%
2.1 A	-4,3%	-8,0%	-8,0%						-4,1%						-4,1%
2.1 A DHA	5,1%	5,2%	5,2%						6,4%	4,1%					5,1%
2.1 A DHS	56,0%	59,4%	59,4%						54,9%	57,1%	44,6%				53,2%
3.0 A	0,1%	0,5%	0,4%	-1,0%	3,2%				6,7%	4,6%	4,6%				5,0%
<b>Alta tensión</b>	<b>-0,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,4%</b>	<b>4,8%</b>	<b>5,1%</b>	<b>3,2%</b>	<b>2,3%</b>	<b>0,7%</b>	<b>1,0%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,1%</b>	<b>11,7%</b>	<b>5,2%</b>	<b>4,2%</b>
3.1 A (1-30 kV)	-0,5%	-2,6%	-2,7%	-4,2%	3,9%				2,1%	3,8%	3,6%				3,4%
3.1 A (30-36 kV)	2,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%				5,2%	4,7%	2,7%				4,0%
6.1 A	0,1%	2,4%	2,7%	2,7%	2,6%	2,6%	1,6%	1,5%	-0,4%	-0,6%	0,3%	2,5%	10,6%	5,5%	4,2%
6.2	1,6%	5,0%	6,0%	6,1%	5,2%	5,2%	2,5%	2,6%	-0,7%	-1,4%	1,0%	1,2%	17,7%	4,5%	4,4%
6.3	7,2%	18,4%	19,5%	19,8%	19,3%	19,1%	15,9%	12,6%	-1,5%	-0,6%	-3,5%	-0,7%	12,2%	6,4%	4,6%
6.4 (1)	0,2%	6,5%	9,1%	8,7%	6,4%	6,3%	2,6%	0,4%	5,0%	2,0%	5,6%	3,7%	7,6%	4,7%	4,7%
<b>Total</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,5%</b>	<b>4,1%</b>	<b>5,1%</b>	<b>3,2%</b>	<b>2,3%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>4,6%</b>	<b>3,3%</b>	<b>2,1%</b>	<b>11,7%</b>	<b>5,2%</b>	<b>3,3%</b>

Fuente: CNMC y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

En el Cuadro 4 se presentan las previsiones de las variables de facturación para el ejercicio 2021 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 2021 según la estructura de la Circular 3/2020.**

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
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>142.727</b>	<b>141.632</b>	<b>147.618</b>	<b>18.935</b>	<b>18.911</b>	<b>18.914</b>	<b>20.953</b>	<b>25.385</b>	<b>24.659</b>	<b>40.093</b>	<b>4.717</b>	<b>1.739</b>	<b>13.453</b>	<b>110.047</b>
2.0 TD	28.934.732	124.212	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	18.512	17.602	18.913	18.932	18.909	18.911	20.951	4.371	4.779	4.392	4.715	1.737	13.449	33.443
3.0 TDVE	330	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
<b>Alta tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>29.351</b>	<b>28.154</b>	<b>29.484</b>	<b>30.024</b>	<b>30.243</b>	<b>31.088</b>	<b>39.686</b>	<b>11.977</b>	<b>14.800</b>	<b>13.393</b>	<b>15.503</b>	<b>6.773</b>	<b>59.767</b>	<b>122.213</b>
6.1 TD	108.149	19.602	18.902	19.758	19.965	20.005	20.339	25.758	7.277	8.671	7.936	9.080	3.829	30.709	67.502
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	4.349	4.195	4.376	4.464	4.374	4.550	6.117	2.227	2.819	2.492	2.842	1.228	11.394	23.002
6.3 TD	511	1.939	1.862	1.936	1.966	1.993	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	812	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
<b>Total</b>	<b>29.843.014</b>	<b>172.078</b>	<b>169.786</b>	<b>177.102</b>	<b>48.959</b>	<b>49.155</b>	<b>50.001</b>	<b>60.640</b>	<b>37.362</b>	<b>39.459</b>	<b>53.486</b>	<b>20.219</b>	<b>8.513</b>	<b>73.220</b>	<b>232.259</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasmvase Tajo-Segura

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el ejercicio 2021 de los clientes acogidos a autoconsumo. Estas previsiones se han elaborado teniendo en cuenta las previsiones proporcionadas por las empresas. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis de cálculo.

**Cuadro 5. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2021**

Peaje T&D	Nº Clientes	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía autoconsumida (MWh)	% autoconsumo respecto consumo total	Energía vertida (MWh)
<b>Baja Tensión</b>	<b>60.458</b>	<b>647.391</b>	<b>551.752</b>	<b>222.364</b>	<b>28,7%</b>	<b>54.109</b>
2.0 TD	56.886	413.264	271.089	78.923	22,5%	36.962
3.0 TD	3.572	234.127	280.664	143.441	33,8%	17.147
<b>Alta tensión</b>	<b>1.688</b>	<b>1.219.292</b>	<b>5.011.550</b>	<b>3.192.189</b>	<b>38,9%</b>	<b>330.463</b>
6.1 TD	1.583	889.281	3.958.582	2.453.388	38,3%	303.661
6.2 TD	92	146.948	490.263	487.759	49,9%	26.395
6.3 TD	11	127.678	263.994	190.602	41,9%	406
6.4 TD	2	55.384	298.711	60.439	16,8%	-
<b>Total</b>	<b>62.146</b>	<b>1.866.683</b>	<b>5.563.302</b>	<b>3.414.552</b>	<b>38,0%</b>	<b>384.572</b>

Fuente: CNMC

## 4.2. Previsión 2022

En el Cuadro 6 se muestran la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2022 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 261.551 GWh, un 1,8% superior a la demanda prevista para el cierre del ejercicio 2021, con aumentos en todos los subsistemas.

**Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2022**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2021		Previsión CNMC 2022	
	GWh	% variación respecto 2020	GWh	% variación 22 respecto 21
<b>Peninsular</b>	<b>243.339</b>	<b>2,8%</b>	<b>247.559</b>	<b>1,7%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>13.665</b>	<b>2,8%</b>	<b>13.992</b>	<b>2,4%</b>
Baleares	5.341	8,1%	5.516	3,3%
Canarias	7.920	-0,3%	8.069	1,9%
Ceuta	194	-2,6%	195	0,5%
Melilla	210	1,0%	212	0,9%
<b>Total Nacional</b>	<b>257.004</b>	<b>2,8%</b>	<b>261.551</b>	<b>1,8%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2022 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 2022 para el sistema nacional.

En 2022 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2021, en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

Continuando con la tendencia prevista para el cierre del ejercicio 2021, se estima que en 2022 la demanda asociada a la industria aumentará por encima de la media y la asociada al consumo de la pequeña y mediana empresa en línea con la media, mientras que la demanda asociada al consumo doméstico aumentará en menor medida.

**Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2021 y 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Previsión de cierre 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>101.215</b>	<b>3.945</b>	<b>4.635</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>110.047</b>
2.0 TD	70.576	2.643	3.212	70	90	76.590
3.0 TD	30.625	1.303	1.423	48	45	33.443
3.0 TDVE	13	0	-	-	-	13
<b>Alta tensión</b>	<b>118.317</b>	<b>982</b>	<b>2.791</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>122.213</b>
6.1 TD	63.803	899	2.677	56	67	67.502
6.1 TDVE	25	-	-	-	-	25
6.2 TD	22.805	83	114	-	-	23.002
6.3 TD	10.895	-	0	-	-	10.895
6.4 TD	20.789	-	0	-	-	20.789
<b>Total</b>	<b>219.532</b>	<b>4.927</b>	<b>7.426</b>	<b>173</b>	<b>202</b>	<b>232.259</b>

	Previsión 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>102.518</b>	<b>4.065</b>	<b>4.718</b>	<b>112</b>	<b>136</b>	<b>111.549</b>
2.0 TD	71.259	2.746	3.259	66	92	77.422
3.0 TD	31.132	1.319	1.459	46	45	34.000
3.0 TDVE	127	0	-	-	-	127
<b>Alta tensión</b>	<b>120.820</b>	<b>1.024</b>	<b>2.847</b>	<b>62</b>	<b>67</b>	<b>124.821</b>
6.1 TD	64.703	940	2.732	62	67	68.504
6.1 TDVE	64	-	-	-	-	64
6.2 TD	23.299	84	115	-	-	23.498
6.3 TD	11.185	-	0	-	-	11.185
6.4 TD	21.569	-	0	-	-	21.570
<b>Total</b>	<b>223.339</b>	<b>5.089</b>	<b>7.565</b>	<b>174</b>	<b>203</b>	<b>236.370</b>

	% variación 2022 sobre 2021					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>1,3%</b>	<b>3,0%</b>	<b>1,8%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>
2.0 TD	1,0%	3,9%	1,5%	-5,1%	2,2%	1,1%
3.0 TD	1,7%	1,2%	2,5%	-3,6%	-0,2%	1,7%
3.0 TDVE	846,6%	100,0%	-	-	-	846,5%
<b>Alta tensión</b>	<b>2,1%</b>	<b>4,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>11,0%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>2,1%</b>
6.1 TD	1,4%	4,6%	2,1%	11,0%	-0,2%	1,5%
6.1 TDVE	163,0%	-	-	-	-	163,0%
6.2 TD	2,2%	1,0%	1,0%	-	-	2,2%
6.3 TD	2,7%	-	3,0%	-	-	2,7%
6.4 TD	3,8%	-	7,0%	-	-	3,8%
<b>Total</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,8%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 8. Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso previstos por la CNMC para el cierre de 2021 y para 2022. Sistema Nacional**

Previsión CNMC 2021. Total Nacional															
Nº clientes	Potencia facturada (MW)	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		
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>142.727</b>	<b>141.632</b>	<b>147.618</b>	<b>18.935</b>	<b>18.911</b>	<b>18.914</b>	<b>20.953</b>	<b>25.385</b>	<b>24.659</b>	<b>40.093</b>	<b>4.717</b>	<b>1.739</b>	<b>13.453</b>	<b>110.047</b>
2.0 TD	28.934.732	124.212	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	18.512	17.602	18.913	18.932	18.909	18.911	20.951	4.371	4.779	4.392	4.715	1.737	13.449	33.443
3.0 TDVE	330	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
<b>Alta tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>29.351</b>	<b>28.154</b>	<b>29.484</b>	<b>30.024</b>	<b>30.243</b>	<b>31.088</b>	<b>39.686</b>	<b>11.977</b>	<b>14.800</b>	<b>13.393</b>	<b>15.503</b>	<b>6.773</b>	<b>59.767</b>	<b>122.213</b>
6.1 TD	108.149	19.602	18.902	19.758	19.965	20.005	20.339	25.758	7.277	8.671	7.936	9.080	3.829	30.709	67.502
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	4.349	4.195	4.376	4.464	4.374	4.550	6.117	2.227	2.819	2.492	2.842	1.228	11.394	23.002
6.3 TD	511	1.939	1.862	1.936	1.966	1.993	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	812	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
<b>Total</b>	<b>29.843.014</b>	<b>172.078</b>	<b>169.786</b>	<b>177.102</b>	<b>48.959</b>	<b>49.155</b>	<b>50.001</b>	<b>60.640</b>	<b>37.362</b>	<b>39.459</b>	<b>53.486</b>	<b>20.219</b>	<b>8.513</b>	<b>73.220</b>	<b>232.259</b>

Previsión CNMC 2022. Total Nacional															
Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión 2022						Energía consumida por periodo horario (MWh). Previsión 2022						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		
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.947.759</b>	<b>143.936</b>	<b>142.837</b>	<b>148.843</b>	<b>19.039</b>	<b>19.017</b>	<b>19.019</b>	<b>21.062</b>	<b>25.655</b>	<b>24.990</b>	<b>40.598</b>	<b>4.813</b>	<b>1.780</b>	<b>13.713</b>	<b>111.549</b>
2.0 TD	29.149.572	125.319	125.134	129.823					21.197	20.113	36.112				77.422
3.0 TD	794.639	18.577	17.664	18.979	18.998	18.975	18.978	21.020	4.440	4.859	4.467	4.794	1.767	13.673	34.000
3.0 TDVE	3.548	40	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
<b>Alta tensión</b>	<b>114.948</b>	<b>29.606</b>	<b>28.394</b>	<b>29.724</b>	<b>30.295</b>	<b>30.519</b>	<b>31.431</b>	<b>40.173</b>	<b>12.219</b>	<b>15.100</b>	<b>13.665</b>	<b>15.826</b>	<b>6.917</b>	<b>61.095</b>	<b>124.821</b>
6.1 TD	108.897	19.782	19.076	19.937	20.148	20.190	20.530	26.020	7.388	8.800	8.054	9.218	3.884	31.161	68.504
6.1 TDVE	340	15	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.371	4.353	4.197	4.376	4.474	4.382	4.592	6.179	2.269	2.872	2.540	2.901	1.255	11.662	23.498
6.3 TD	508	1.993	1.913	1.989	2.021	2.046	2.132	2.692	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990	11.185
6.4 TD	832	3.464	3.194	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263	1.610	2.200	1.945	2.373	1.178	12.264	21.570
<b>Total</b>	<b>30.062.707</b>	<b>173.542</b>	<b>171.231</b>	<b>178.567</b>	<b>49.334</b>	<b>49.536</b>	<b>50.450</b>	<b>61.235</b>	<b>37.874</b>	<b>40.090</b>	<b>54.263</b>	<b>20.639</b>	<b>8.697</b>	<b>74.808</b>	<b>236.370</b>

% variación 2022 sobre 2021															
Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumida por periodo horario						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		
<b>Baja Tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,3%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,4%</b>
2.0 TD	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%					0,9%	1,2%	1,2%				1,1%
3.0 TD	0,1%	0,3%	0,4%	0,3%	0,3%	0,4%	0,4%	0,3%	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%	1,7%
3.0 TDVE	976,3%	1678,1%	1702,7%	1653,7%	1670,1%	1671,6%	1673,2%	1711,0%	1033,8%	963,3%	765,4%	1043,9%	547,9%	837,6%	846,5%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,2%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,1%</b>
6.1 TD	0,7%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,5%	1,5%
6.1 TDVE	3369,7%	1001,6%	968,5%	1007,9%	1018,3%	1022,1%	1033,3%	1321,4%	191,7%	227,8%	209,2%	134,7%	123,6%	148,5%	163,0%
6.2 TD	0,9%	0,1%	0,0%	0,0%	0,2%	0,2%	0,9%	1,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,1%	2,2%	2,4%	2,2%
6.3 TD	-0,7%	2,8%	2,7%	2,7%	2,8%	2,7%	2,9%	3,2%	2,6%	2,6%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,7%
6.4 TD	2,5%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,3%	0,4%	0,9%	1,2%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%	3,8%
<b>Total</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,5%</b>	<b>2,1%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,2%</b>	<b>1,8%</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 se muestran las previsiones para el ejercicio 2022 de los clientes acogidos a autoconsumo. Se indica que las previsiones se han elaborado considerando la información aportada por las empresas distribuidoras.

**Cuadro 9. Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2022**

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)
<b>Baja tensión</b>	<b>212.649</b>	<b>1.793.724</b>	<b>1.717.346</b>	<b>791.227</b>	<b>218.298</b>
2.0 TD	203.105	1.382.364	1.010.175	354.292	164.381
3.0 TD	9.544	411.360	707.171	436.935	53.917
<b>Alta tensión</b>	<b>3.050</b>	<b>1.474.883</b>	<b>7.192.641</b>	<b>5.749.946</b>	<b>469.132</b>
6.1 TD	2.868	1.090.393	5.467.263	4.576.104	436.315
6.2 TD	149	201.299	714.776	607.186	32.219
6.3 TD	30	124.507	710.556	503.223	598
6.4 TD	2	58.684	300.046	63.433	-
<b>Total</b>	<b>215.699</b>	<b>3.268.607</b>	<b>8.909.987</b>	<b>6.541.174</b>	<b>687.430</b>

Fuente: CNMC

## 5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN

Con 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, y 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, ambas 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. Estas Circulares fueron publicadas en el B.O.E. el día 19 de diciembre de 2019 y son continuistas con las metodologías anteriores, establecidas en el Real Decreto 1047/2013 y el Real Decreto 1048/2103, respectivamente. El primer periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en las citadas circulares transcurre del 1 de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2025.

No obstante lo anterior, teniendo en cuenta que, con fechas 18 de mayo y 29 de junio de 2020, el Tribunal Supremo dictó sendas Sentencias correspondientes al procedimiento de declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016<sup>2</sup> y de la Orden IET/981/2016<sup>3</sup> estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración, para los ejercicios 2020 y 2021 se optó por mantener provisionalmente la retribución del ejercicio 2016, en tanto no se

<sup>2</sup> 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

<sup>3</sup> 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

aprobaran las retribuciones definitivas del ejercicio 2016, por el impacto de la mismas en las retribuciones de ejercicios posteriores.

A la fecha de realizar esta propuesta de resolución están en trámite de audiencia las propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019<sup>4</sup>.

Asimismo, está previsto para el primer trimestre de 2022 se inicie el trámite de audiencia por parte de la CNMC de las propuestas de resolución por la que se establecen las retribuciones del transporte y la distribución para los ejercicios 2020 y 2021. Posteriormente, se prevé igualmente que se apruebe la retribución del ejercicio 2022 a lo largo de dicho año, tanto para la actividad de transporte como para la de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, si bien las citadas resoluciones retributivas no serán publicadas con anterioridad a la aprobación de la presente resolución, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2022 las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el ejercicio 2022 con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

## 5.1. Retribución transporte

El pasado 5 de noviembre de 2021, fue iniciado el trámite de audiencia por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, la *Propuesta de orden por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019*<sup>5</sup>.

Teniendo en cuenta la propuesta de orden, 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/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”*, aprobado

---

<sup>4</sup> Las propuestas de órdenes por las que se ejecutan las sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 únicamente se trasladan a los interesados para alegaciones. Las propuestas de órdenes por las que se establecen la retribución del transporte y la distribución para los ejercicios 2017, 2018 y 2019 se encuentran actualmente en trámite de audiencia.

<sup>5</sup> Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=459>

por la Sala de Supervisión Regulatoria con fecha 15 de octubre de 2020 y la información retributiva remitida por las empresas transportistas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se ha llevado a cabo la mejor previsión del cálculo de las retribuciones de los ejercicios 2020, 2021 y 2022.

Los costes de inversión se obtienen por aplicación de los valores unitarios de referencia aprobados por la Orden IET/2659/2015, de 11 de diciembre, al inventario de instalaciones que han remitido dichas empresas, así como el valor real auditado declarado por las mismas, mientras que los costes de operación y mantenimiento se obtienen por aplicación de los valores unitarios de operación y mantenimiento fijados en la Circular 7/2019, todo ello de acuerdo con lo establecido en la Circular 5/2019.

Para los ejercicios 2020 y 2021 se han considerado las instalaciones puestas en servicio en los ejercicios 2018 y 2019, declaradas por las empresas transportistas con base en las *Resoluciones 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*. Para el ejercicio 2022 se han considerado las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas según lo establecido en la *Circular informativa 4/2021, de 5 de mayo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad*.

La tasa de retribución financiera aplicada es de 5,58%, conforme a 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, con la excepción del ejercicio 2020, para el que se aplicó el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2022 ascendería a 1.501.609<sup>6</sup> miles de € (véase Cuadro 10).

---

<sup>6</sup> Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 18 de la Circular 5/2019.

**Cuadro 10. Retribución provisional del transporte para 2022**

Nombre empresa	Retribución provisional del transporte 2022 (miles de €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.479.408
Unión Fenosa Distribución, S.A.	21.653
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	548
<b>TOTAL</b>	<b>1.501.609</b>

Fuente: CNMC

## 5.2. Retribución distribución

El pasado 28 de octubre de 2021, fue sometida a trámite de audiencia por el Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, la Propuesta de orden por la que se aprueba el incentivo para la reducción de pérdidas en la red de distribución de 2016, se modifica la retribución de 2016 para varias distribuidoras y se aprueba la retribución de las distribuidoras para 2017, 2018 y 2019<sup>7</sup>.

Teniendo en cuenta la citada propuesta de Orden, el “Acuerdo por el que se emite informe a solicitud de la DGPEM para la ejecución de sentencia del Tribunal Supremo de retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016”, las órdenes TED/865/2020, de 15 de septiembre, y TED/203/2021, de 26 de febrero, por las 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 la información retributiva correspondiente remitida por las empresas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se han estimado las retribuciones de las empresas titulares de instalaciones de distribución de energía eléctrica para los ejercicios 2020 a 2022.

Respecto a la previsión de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica para el ejercicio 2021, se ha estimado considerando las inversiones declaradas en el ejercicio 2019, con base en 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,*

<sup>7</sup> Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=454>

*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.*

En relación con la retribución para el ejercicio 2022, se ha tenido en cuenta la información remitida por las empresas de acuerdo con lo establecido en la Resolución de 16 de junio de 2021, 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 declaración de la información necesaria para el cálculo de la retribución de la actividad del ejercicio 2022. Cabe destacar que, tal y como se establece en la Circular 6/2019, en el cálculo del valor de inversión retribuable se aplica un factor de retardo retributivo (FRR), el cual se obtiene a partir de la tasa de retribución financiera que se encontraba en vigor en el año de puesta en servicio de las instalaciones. Puesto que para el cálculo de la retribución de 2022 se consideran las instalaciones puestas en servicio en el ejercicio 2020, la tasa aplicada para el cálculo del valor de inversión retribuable es del 6,03%. Ello al margen de que para el cálculo de la retribución financiera correspondiente se aplique la tasa en vigor en el ejercicio retributivo (5,58%).

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. A este respecto, es preciso señalar que la Circular 6/2019 establece una formulación que permite evolucionar el COMGES en función del incremento de retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas y a inversiones en digitalización y automatización de redes y despachos, incluyendo las instalaciones cedidas y financiadas por terceros, que cada una de las empresas haya llevado a cabo desde el año 2015 hasta el n-2, todo ello considerando un factor de ajuste a la citada gestión (FA). Dicho factor de ajuste toma el valor de 0,97 desde el ejercicio 2021, permaneciendo constante hasta el final del periodo.

Respecto al parámetro x, según se establece en el artículo 13 de la citada Circular 6/2019, representa la relación para el conjunto del sector entre el incremento del término COMGES entre los años n y n-1 y el incremento de la retribución por inversión de las instalaciones asociadas a unidades físicas, inversiones en digitalización y automatización de redes y en despachos, incluyendo aquellas instalaciones cedidas o financiadas por terceros que, si bien no perciben retribución por inversión, generan retribución en concepto de operación y mantenimiento, puestos en servicio desde el año 2015 hasta el año n-2 considerando la misma tasa de retribución financiera, en el mismo periodo, expresado en tanto por ciento.

Dado que el cálculo del parámetro x depende del valor del término COMGES equivalente a la retribución de 2019, y de la evolución de la retribución de las inversiones efectuadas entre los años 2015 y 2018, en caso de que el valor de la inversión retribuable para dichos ejercicios, se viera modificada respecto a las propuestas de retribución actualmente en trámite de audiencia, el valor de dicho parámetro x podría verse modificado, y por ende también las retribuciones que se hagan en base a la Circular 6/2019. Para esta previsión, el parámetro x es el obtenido con la mejor información disponible en la actualidad.

A este respecto, es preciso señalar que dicho parámetro x, conforme establece la disposición adicional sexta de la Circular 6/2019, debe establecerse oficialmente por la CNMC al inicio de cada semiperiodo regulatorio, siendo por primera vez en este periodo regulatorio, en la resolución por la que se fije la retribución para la distribución correspondiente al ejercicio 2020.

En el caso de los incentivos, se ha incluido la mejor previsión para los incentivos a la reducción de pérdidas y fraude para los ejercicios 2020 y 2021. Dicho incentivo para el ejercicio 2022 y el incentivo para la mejora de la calidad para los ejercicios desde el 2020 al 2022 son neutros para el sistema, según la metodología establecida en la Circular 6/2019, por lo cual no tienen efectos económicos para el cálculo de los peajes.

Conforme a lo anterior, en el Cuadro 11 se refleja la retribución de la actividad de distribución considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2022.

**Cuadro 11. Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 2022**

	<b>Retribución provisional distribución 2022 (miles €)</b>
Distribuidoras > 100.000 clientes	4.860.489
Distribuidoras < 100.000 clientes	395.098
<b>TOTAL DISTRIBUCIÓN</b>	<b>5.255.587</b>

Fuente: CNMC

### 5.3. Impacto de la lesividad sobre la retribución de los ejercicios 2016-2021

Como se ha indicado, en el momento de elaborar esta resolución se han comunicado a los afectados sendas órdenes por las que se ejecutan las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 e IET/981/2016 y se establece la retribución de las actividades del transporte y la distribución del ejercicio 2016 y se hallan en trámite de audiencia las propuestas de órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2017, 2018 y 2019. Asimismo, la resolución de la lesividad tiene impacto en la retribución de los ejercicios 2020 y 2021, que debe establecer la CNMC para las actividades del transporte y la distribución conforme a las metodologías de las Circulares 5/2019 y 6/2019, en la medida en que se ve afectada la base de retribución de activos.

En el cuadro inferior se compara la retribución de las actividades del transporte y la distribución que se ha liquidado provisionalmente a las empresas con la que resultaría, tras la ejecución de las sentencias que estiman parcialmente los recursos contencioso-administrativos interpuestos previa declaración de lesividad, de aplicar las metodologías del Real Decreto 1047/2016 y el Real Decreto 1048/2016 durante el periodo 2016-2019 y las Circulares 5/2019 y 6/2019 para los ejercicios 2020 y 2021. Se observa que, en términos agregados, la mayor retribución que resulta para el periodo 2016-2019 se ve compensada por la menor retribución que resulta para el periodo 2020-2021. No obstante, es relevante señalar que el impacto no se compensa por actividad. Esto es, para la actividad del transporte la retribución que resulta tras la resolución del proceso de lesividad es inferior a la liquidada en todos los ejercicios (-402M€), mientras que para la actividad de la distribución la retribución liquidada en los ejercicios 2017, 2018 y 2019 es inferior a la que resulta tras la resolución de la lesividad y superior en los ejercicios 2016, 2020 y 2021, resultando para el conjunto del periodo una mayor retribución (283 M€, sin considerar intereses<sup>8</sup>).

Se indica que, respecto de la propuesta de Resolución sometida a trámite de audiencia, se ha incorporado en la estimación de la retribución definitiva de distribución del ejercicio 2016 el impacto de la Sentencia de la Audiencia Nacional de 18 de noviembre de 2021 por la que se estima parcialmente el recurso contencioso-administrativo 109/2018, interpuesto por Iberdrola Distribución Eléctrica contra la liquidación definitiva de la CNMC de 2016.

---

<sup>8</sup> El resuelve séptimo de la propuesta de Orden establece la procedencia de reconocer intereses a EDistribución Redes Digitales, S.L. de acuerdo con el auto del Tribunal Supremo de fecha 28 de enero de 2021 en el recurso contencioso-administrativo nº 1379/2016, seguido contra la Orden IET/2660/2015, de 11 de diciembre.

**Cuadro 12. Estimación del impacto de la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución en el periodo 2016-2021**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Retribución liquidada (miles €) (A)</b>	<b>6.940.693</b>	<b>6.940.693</b>	<b>6.940.693</b>	<b>6.940.693</b>	<b>6.940.693</b>	<b>6.940.693</b>
Transporte (1)	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998	1.709.998
Distribución	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695	5.230.695
<b>Retribución definitiva (miles €) (B)</b>	<b>6.852.349</b>	<b>7.014.370</b>	<b>7.072.243</b>	<b>7.083.837</b>	<b>6.779.668</b>	<b>6.723.088</b>
Transporte	1.690.088	1.702.402	1.707.038	1.687.529	1.556.611	1.514.064
Distribución	5.162.261	5.311.968	5.365.205	5.396.307	5.223.057	5.209.024
<b>Diferencia (miles €) (B) - (A)</b>	<b>- 88.343</b>	<b>73.677</b>	<b>131.551</b>	<b>143.144</b>	<b>- 161.024</b>	<b>- 217.604</b>
Transporte	- 19.910	- 7.596	- 2.959	- 22.468	- 153.387	- 195.934
Distribución	- 68.433	81.273	134.510	165.613	- 7.637	- 21.670
<b>Impacto por periodo regulatorio</b>				<b>260.029</b>		<b>- 378.629</b>
<b>Impacto conjunto</b>						<b>- 118.600</b>

Fuente: CNMC y propuesta de Ordenes por las que se establece la retribución de los ejercicios 2016-2019.

La Circular 3/2020, de 15 de enero, establece en el artículo 5.2 que, entre los costes considerados en la determinación de los peajes de transporte y distribución, “*Se incluyen, en su caso, las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores*”. El mismo artículo 5, en su apartado 3.b), dispone que, en la determinación de los peajes de acceso y distribución se incluyen “*Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores*”.

Sin perjuicio de lo anterior, con relación al impacto en la determinación de los peajes del ejercicio 2022 de la ejecución de las sentencias del Tribunal Supremo relativas al proceso de lesividad, solo cuando sean de aplicación las oportunas órdenes de determinación de la retribución de las actividades de transporte y distribución para el período 2016-2019, derivadas de las citadas sentencias, se podrán analizar aspectos de orden competencial y sustantivo que a tenor del derecho transitorio aplicable proceda tomar en consideración.

#### 5.4. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2021

El artículo 19 de la Ley 24/2013 establece que se entenderá que se produce un desajuste temporal si como resultado de las liquidaciones de cierre del sistema eléctrico en un ejercicio resultara un déficit o un superávit. Los desajustes por déficit de ingresos en un ejercicio no podrán superar el 2% de los ingresos del sistema estimados para dicho ejercicio, y la deuda acumulada por desajustes de ejercicios anteriores no podrá superar el 5% de los ingresos estimados del

sistema para dicho ejercicio. Los peajes, en su caso, o cargos que correspondan se revisarán al menos en un total equivalente a la cuantía en que se sobrepasen estos límites.

Además, establece que los sujetos del sistema tendrán derecho a recuperar las aportaciones por desajuste que se deriven de la liquidación de cierre, en las liquidaciones correspondientes a los cinco años siguientes al ejercicio en que se hubiera producido dicho desajuste temporal. Las cantidades aportadas por este concepto serán devueltas reconociéndose un tipo de interés en condiciones equivalentes a las del mercado que se fijará en la orden por la que se establezcan los peajes de acceso a las redes y los cargos asociados a los costes del sistema, prevista en el artículo 16 de la Ley 24/2013.

Por otra parte, conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los peajes de transporte y distribución de ejercicios anteriores.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 13 se analiza la suficiencia de ingresos de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de 18 de marzo para cubrir la retribución de las actividades del transporte y distribución inicialmente previstas para el ejercicio 2021. Se observa que tanto los ingresos de peajes de transporte como los ingresos de peajes de distribución serían suficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2021, sin considerar los ingresos de facturación por excesos de potencia y energía reactiva, resultando un superávit de 120 M€.

En caso de considerar los ingresos por facturación de excesos de potencia y energía reactiva el superávit los ingresos superarían a los costes reconocidos en 372 M€. Todo ello sin considerar el impacto sobre la retribución de ejercicios anteriores que, en su caso, pudiera derivarse de la resolución del procedimiento de lesividad.

**Cuadro 13. Comparación de los ingresos por peajes de acceso y costes de redes previstos para el cierre del ejercicio 2021**

Grupo tarifario	Previsión de cierre CNMC 2021					
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación (miles €)
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>142.727</b>	<b>110.047</b>	<b>851.696</b>	<b>3.952.771</b>	<b>4.804.467</b>
2.0 TD	28.934.732	124.212	76.590	701.196	3.344.163	4.045.359
3.0 TD	794.138	18.512	33.443	150.433	608.313	758.746
3.0 TDVE	330	2	13	67	295	362
<b>Alta Tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>29.351</b>	<b>122.213</b>	<b>825.988</b>	<b>1.348.700</b>	<b>2.174.688</b>
6.1 TD	108.149	19.602	67.502	500.434	1.158.709	1.659.142
6.1 TDVE	10	1	25	377	868	1.245
6.2 TD	4.333	4.349	23.002	119.159	149.590	268.749
6.3 TD	511	1.939	10.895	55.906	39.532	95.439
6.4 TD	812	3.460	20.789	150.112	-	150.112
<b>Total ingresos peajes T&amp;D (A)</b>	<b>29.843.014</b>	<b>172.078</b>	<b>232.259</b>	<b>1.677.684</b>	<b>5.301.471</b>	<b>6.979.155</b>
<b>Facturación reactiva y excesos (miles €) (B)</b>				<b>7.484</b>	<b>244.107</b>	<b>251.591</b>
Facturación energía reactiva				1.149	99.364	100.514
Facturación excesos de potencia				6.334	144.743	151.077
<b>Costes de redes (miles €) (C)</b>				<b>1.630.899</b>	<b>5.227.966</b>	<b>6.858.865</b>
Retribución del transporte				1.630.899		
Retribución de la distribución					5.227.966	
<b>Déficit (-)/ superávit (+) de ingresos (miles €) (A) + (B) - (C)</b>				<b>54.269</b>	<b>317.612</b>	<b>371.881</b>

Fuente: CNMC

## 6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN

A continuación, se detalla el procedimiento de cálculo de los peajes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020, de 15 de enero de la CNMC.

Acompaña a esta Memoria el modelo de cálculo simplificado que permite a los usuarios calcular los peajes de transporte y distribución.

### 6.1. Información empleada en la determinación de los peajes de transporte y distribución

Conforme a la metodología de la Circular 3/2020, los costes de redes se asignan por periodo horario en función de la participación de los distintos niveles de tensión en las horas de punta, para lo que se utilizan las curvas de carga de los consumidores, mientras que para asignación de los costes de redes por nivel de tensión se utilizan los balances de potencia y energía.

La Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, como se detalla en su memoria<sup>9</sup>, emplea en el procedimiento de cálculo las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al año 2019, último año con información completa en el momento del cálculo. En la misma lógica, en la determinación de los peajes correspondientes al ejercicio 2022 deberían utilizarse las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al año 2020.

La utilización de las curvas de carga y los balances de energía y potencia correspondientes al último cerrado (n-2) en la determinación de los peajes de año n, parte del supuesto de que dicha información constituye la mejor aproximación para al año de fijación de los peajes.

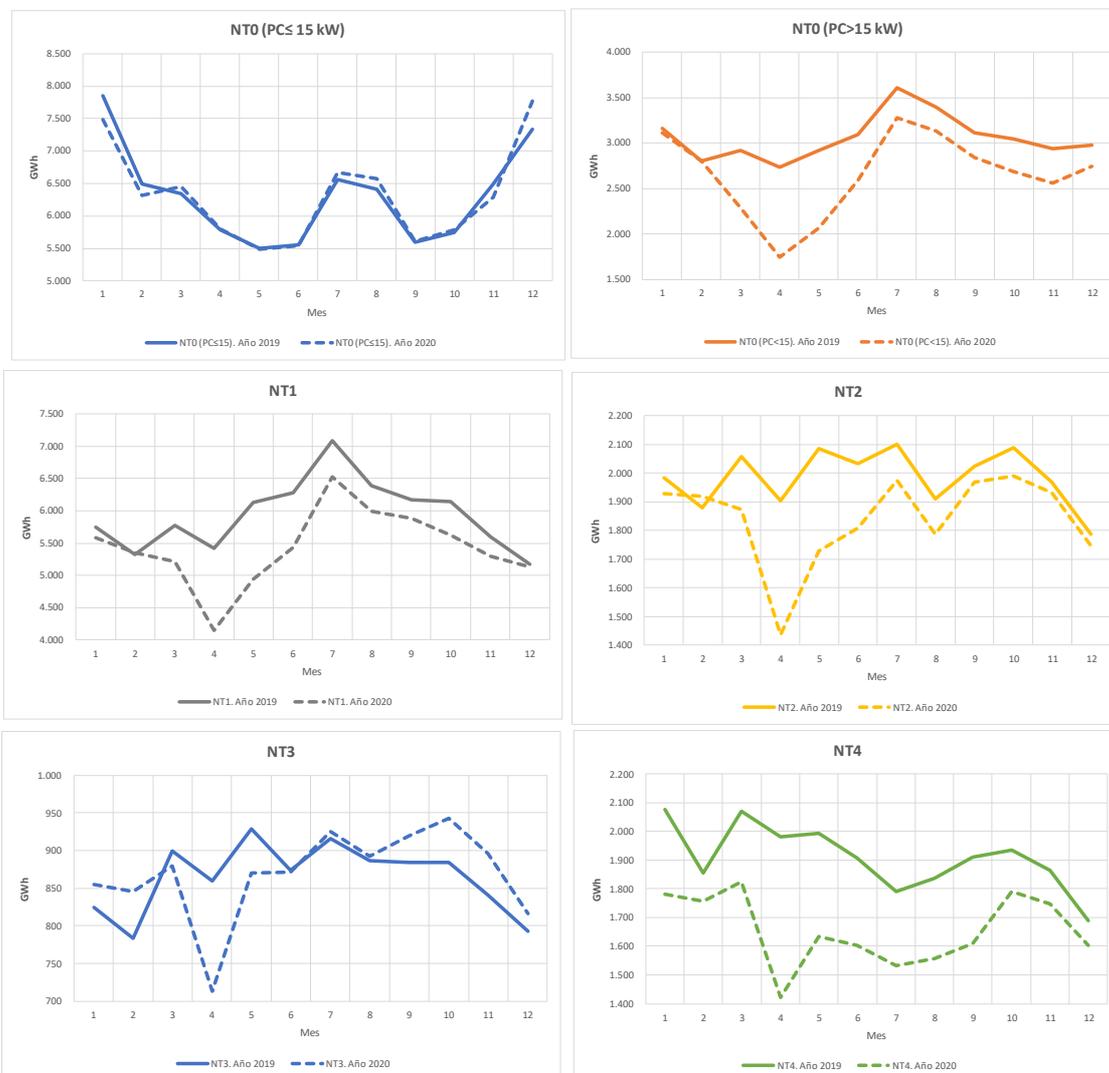
No obstante, como consecuencia de la pandemia de coronavirus COVID-19 y la declaración de estado de alarma, tanto los flujos de potencia y energía como los perfiles de los consumidores se han visto afectados por esta situación excepcional. En particular, se ha reducido sustancialmente la participación en la punta de los periodos 3 y 4 (periodos comprendidos en los meses de marzo, abril, mayo y junio) y ha aumentado significativamente la participación en la punta del periodo 6, lo que tiene como consecuencia un aplanamiento de la señal de precios. Respecto de los flujos por nivel de tensión, se observa que, como consecuencia del aumento de la demanda de los consumidores domésticos y la caída de la demanda del resto de consumidores, aumenta la asignación del coste de redes de niveles de tensión superior a la baja tensión y se reduce la asignación del resto de niveles de tensión. Lo anterior motiva que los peajes de transporte y distribución de los consumidores domésticos (2.0 TD) aumentan y se reducen los peajes del resto de consumidores con la excepción de los términos de potencia y energía de los periodos 5 y 6, que aumentan significativamente respecto de los del ejercicio 2021.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 1 se compara para cada grupo tarifario el perfil de consumo mensual de la demanda nacional de los ejercicios 2019 y 2020. Se observa, que mientras que el perfil de consumo de los consumidores de baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW es muy similar en ambos años, el del resto de grupos tarifarios muestran un perfil de consumo muy diferente, con importantes reducciones de consumo a partir del mes de marzo.

---

<sup>9</sup> Disponible en <https://www.cnmc.es/en/node/387441>

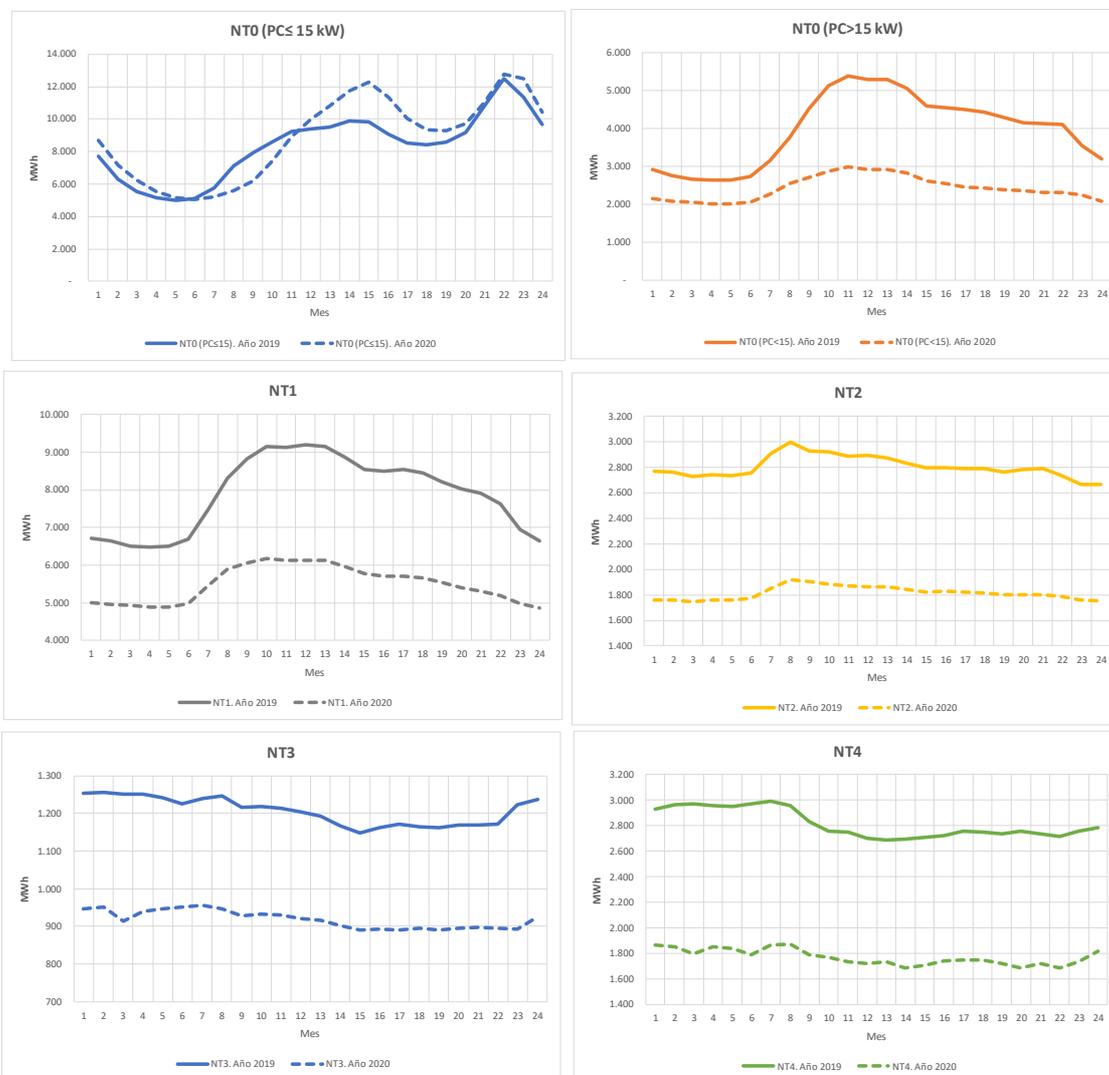
**Gráfico 1. Demanda nacional por grupo tarifario. Año 2020 vs año 2019**



Fuente: CNMC

Adicionalmente, se indica que el efecto de la pandemia de COVID-19 no sólo ha afectado al perfil de consumo mensual sino también al perfil de consumo horario de los meses afectados. A modo de ejemplo, en el gráfico siguiente se muestra el consumo promedio horario de la semana 14 de los ejercicios 2019 y 2020.

**Gráfico 2. Demanda promedio horario nacional por grupo tarifario de la semana 14 de los años 2020 (30 de marzo de 2020 – 5 de abril de 2020) y 2019 (1 de abril de 2019 – 7 de abril de 2019)**



Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y con objeto de no modificar sustancialmente la señal de precio introducida el pasado 1 de junio, se mantiene la información de balances y perfiles correspondientes al ejercicio 2019 utilizada en la determinación del cálculo de los peajes del ejercicio 2022.

## 6.2. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución

Los peajes de transporte y distribución deben recuperar tanto la retribución del propio ejercicio como los desvíos de ejercicios anteriores. A continuación, se

detalla la determinación de la retribución del transporte y la distribución que se asignan a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2022.

### **I. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de transporte en 2022**

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores se corresponde con la retribución estimada conforme a las previsiones del apartado 5.1, minorado por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2022, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

#### Retribución del transporte ( $R_{T,n}$ )

La retribución provisional estimada para el ejercicio 2022, conforme a la metodología de la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica, asciende a 1.501.609 miles de euros.

#### Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios ( $TSO_n$ )

Los ingresos o costes derivados del acuerdo ETSO y las rentas de gestión de congestión previstas para 2022 ascienden a 2.881 miles de € y 79.743 miles de €, respectivamente. Se indica que los ingresos previstos por este concepto se han estimado considerando que se mantienen los ingresos registrados en el periodo comprendido entre julio de 2020 y junio de 2021, última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Los ingresos por peajes de exportaciones a países no comunitarios son el resultado de facturar a la previsión de intercambios con países no comunitarios del Operador del Sistema (3.306 GWh) para el ejercicio 2022, 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 2020 y julio de 2021, a los precios de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021.

En consecuencia, los ingresos o pagos de transporte intracomunitario previstos para el ejercicio ascienden a 88.349 miles de € (véase Cuadro 14).

**Cuadro 14. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2022**

Otros ingresos o pagos de transporte intracomunitarios (miles €)	88.349
Ingresos por exportaciones	5.725
Ingresos acuerdo ETSO	2.881
Rentas de gestión de restricciones	79.743

Fuente: CNMC

### Desvíos de ejercicios anteriores ( $D_T$ )

En la determinación de la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte se incluirán, en su caso, la revisión de la retribución del transporte respecto de la inicialmente considerada en ejercicios anteriores, así como la diferencia entre los ingresos previstos y reales de los peajes y de los ingresos o pagos resultantes de los transportes intracomunitarios o de las conexiones internacionales, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones.

Como se ha señalado en el epígrafe 5.3 no se ha resuelto aún la resolución del procedimiento de lesividad sobre la retribución de las actividades del transporte y la distribución de los ejercicios 2016-2021, y no podrían ser considerados desvíos de ejercicios anteriores. Esto debe entenderse, a la vista de la propuesta alternativa aquí efectuada, consistente en: i) señalar que no procede incluir desvíos en la medida en que las órdenes de ejecución de la lesividad no se han aprobado; y ii) que una vez sean de aplicación, se podrá analizar su inclusión a la vista de consideraciones de orden competencial y sustantivo que a tenor del derecho transitorio aplicable proceda tomar en consideración.

Por otra parte, conforme al punto 1 del Anexo I de la Circular 3/2020, en la determinación de la retribución de transporte que debe imputarse a los peajes de transporte en el ejercicio n se tendrá en cuenta la diferencia entre los ingresos previstos y reales del ejercicio n-2. Se indica que no se han considerados desvíos por este concepto al ser el ejercicio 2021 el primer año de aplicación de la Circular.

En resumen, el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2022 asciende a 1.413.260 miles de euros.

**Cuadro 15. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte de los consumidores en el ejercicio 2022**

<b>Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)</b>	<b>1.413.260</b>
<b>Retribución del transporte 2022</b>	<b>1.501.609</b>
<b>± TSO</b>	<b>- 88.349</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	
Retribución definitiva ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos por peajes de transporte	no aplica
Ingresos o pagos Acuerdo ETSO	no aplica
Gestión restricciones	no aplica

Fuente: CNMC

## II. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2022

Análogamente a los peajes de transporte, los peajes de distribución de los consumidores incluyen en su cálculo la retribución provisional de la distribución prevista para 2022, minorada, en su caso, por los desvíos de ejercicios anteriores, debidos a la revisión de la retribución de ejercicios anteriores y por los peajes de distribución de consumidores de ejercicios anteriores.

### Retribución de la distribución ( $R_{D,n}$ )

La retribución provisional de la actividad de distribución prevista para 2022 asciende a 5.255.587 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución prevista para la actividad de distribución para el ejercicio 2021, estimada conforme a la metodología de la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establece la metodología de cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

### Desvíos de ejercicios anteriores ( $D_D$ )

En la determinación de la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución del ejercicio 2022, no se han considerado desvíos de ejercicios anteriores, ni en la retribución ni en los ingresos de peajes de distribuidores, por las mismas razones que las señaladas para el transporte.

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución asciende a 5.255.587 miles de euros (véase Cuadro 16).

**Cuadro 16. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución de los consumidores en 2022**

<b>Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)</b>	<b>5.255.587</b>
<b>+ Retribución Distribución</b>	<b>5.255.587</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>no aplica</b>
Revisión retribución ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos de peajes de distribución	no aplica

Fuente: CNMC

### 6.3. Asignación de la retribución a los peajes de transporte y distribución

La metodología de asignación de la retribución del transporte y de la distribución a los correspondientes peajes consta de varias fases. En primer lugar, conforme a un criterio de causalidad, se asigna la retribución por nivel de tensión teniendo en cuenta el uso que de las redes hacen los distintos colectivos. En segundo lugar, teniendo en cuenta el principio de reflejo de costes, se asigna la retribución de cada nivel de tensión entre un término fijo y un término variable teniendo en cuenta las variables inductoras de los costes. Por último, se asigna la retribución de cada nivel de tensión y término de facturación por periodos horarios, a efectos de proporcionar señales de precios a los usuarios sobre el momento más adecuado para consumir. A continuación, se describe detalladamente el procedimiento de asignación.

#### I. Asignación de la retribución del transporte y de la distribución por niveles de tensión tarifarios

Conforme al artículo 8.2 y al punto 2 del Anexo I de la Circular 3/2020, los costes de transporte se corresponden con los costes del nivel de tensión tarifario NT4 (tensión superior a 145 kV), mientras que los costes de distribución se desglosan entre los distintos niveles de tensión tarifarios (NT0 a NT3) aplicando los porcentajes establecidos en el punto 1 del Anexo II de la Circular 3/2020.

En el Cuadro 17 se recogen los porcentajes de reparto de la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión tarifario y la retribución que resulta de aplicar dichos porcentajes a la retribución de la actividad de distribución que debe recuperarse por los peajes de transporte y distribución de 2022.

**Cuadro 17. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución de 2022 a recuperar a través de los peajes de transporte y distribución por nivel de tensión tarifario. Porcentajes de reparto de costes de redes por niveles de tensión tarifarios.**

	Retribución del transporte	Retribución de distribución			
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0
<b>Retribución de redes a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)</b>	1.413.260	499.281	610.174	2.132.192	2.013.941
<b>% de coste sobre total</b>	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%

Fuente: CNMC

## II. Asignación de la retribución del transporte y distribución de cada nivel de tensión a los términos de potencia y de energía

Conforme al punto 3 de artículo 8 de la Circular 3/2020, aplicando los porcentajes de reparto de los costes de transporte y distribución que debe recuperarse a través del término de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución de los consumidores por nivel de tensión tarifario, establecidos en el punto 2 del Anexo II, al coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión tarifario se obtiene la parte del coste de transporte y distribución de cada nivel tarifario que se asigna al término de potencia y de energía (véase Cuadro 18).

**Cuadro 18. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía**

Coste de transporte NT4	Coste de distribución				Total
	NT3	NT2	NT1	NT0	
1.413.260	499.281	610.174	2.132.192	2.013.941	6.668.847
100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	



75%	75%	75%	75%	100%	82,5%
1.059.945	374.461	457.630	1.599.144	2.013.941	5.505.120
25%	25%	25%	25%	0%	17,5%
353.315	124.820	152.543	533.048	-	1.163.726

Fuente: CNMC

### III. Asignación por periodo horario y término de facturación de la retribución de cada nivel de tensión

Conforme al artículo 8.4 de la Circular 3/2020, la retribución del transporte y la distribución que debe ser recuperado con cargo a los términos de potencia o energía de cada nivel de tensión  $i$  se asigna entre los distintos periodos horarios, teniendo en cuenta la participación de estos en la punta de la demanda de cada nivel de tensión  $i$ .

La curva de carga horaria de cada nivel de tensión se obtiene por agregación de las curvas de carga horarias de consumidores con telemedida aportadas por las empresas distribuidoras y ajustadas al consumo mensual por grupo tarifario y periodo registrado en la base de datos de liquidaciones. Como se ha indicado la

participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2019<sup>10</sup> (véase epígrafe 6.1).

Conforme al punto 3 del Anexo II de la Circular 3/2020 el parámetro H tomará el valor de 2.000 horas el primer año de aplicación de la metodología y este valor se podrá ir reduciendo progresivamente a lo largo del periodo regulatorio hasta alcanzar 876 horas al final del periodo regulatorio. Teniendo en cuenta que el breve plazo de tiempo transcurrido desde la introducción de la señal de precio (el 1 de junio de 2020) se propone mantener para el ejercicio 2022 el valor del parámetro H en 2.000 horas (véase Cuadro 19).

**Cuadro 19. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión según el calendario de la Circular 3/2020. Año 2019**

Periodo	Número de horas					Número de horas a efectos del cálculo de la participación					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	698	704	688	694	688	698	704	688	694	688	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%
2	647	676	667	695	674	647	676	667	695	674	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%
3	227	329	269	357	316	227	329	269	357	316	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%
4	168	248	342	133	247	168	248	342	133	247	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%
5	-	1	1	13	4	1	1	1	13	4	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%
6	260	42	33	108	71	260	42	33	108	71	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%
TOTAL	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.001	2.000	2.000	2.000	2.000	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fuente: CNMC

Nota: a efectos de calcular la participación en punta se ha considerado 1 hora en el periodo 5 en la baja tensión (NT0)

La retribución que se debe recuperar por el término de potencia de cada periodo horario  $p$  de cada nivel tarifario  $i$  se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de potencia del nivel tarifario  $i$  por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 20).

<sup>10</sup> Las curvas de carga empleadas en el cálculo están publicadas en la web de la CNMC según se establece en el artículo 14.2.e) de la Circular 3/2020 (<https://www.cnmc.es/sites/default/files/3414477.xlsx>).

**Cuadro 20. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de potencia, considerando una punta de 2.000 horas. Año 2022**

Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%	702.514	562.899	157.425	129.938	364.621
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	651.184	540.511	152.620	130.125	357.201
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	228.468	263.059	61.551	66.841	167.471
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	169.087	198.294	78.255	24.902	130.903
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	1.006	800	229	2.434	2.120
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	261.681	33.582	7.551	20.221	37.628
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.013.941</b>	<b>1.599.144</b>	<b>457.630</b>	<b>374.461</b>	<b>1.059.945</b>

Fuente: CNMC

Análogamente, la retribución del término de energía de cada periodo horario  $p$  de cada nivel tarifario  $i$  se obtiene de multiplicar la retribución que se debe recuperar con cargo al término de energía del nivel tarifario  $i$  por el porcentaje de participación de cada periodo en la punta del nivel de tensión (véase Cuadro 21).

**Cuadro 21. Asignación por periodo horario de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel de tensión tarifario que se debe recuperar a través del término de energía, considerando una punta de 2.000 horas. Año 2022**

Periodo	% de participación de cada periodo en la punta					Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%	-	187.633	52.475	43.313	121.540
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	-	180.170	50.873	43.375	119.067
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	-	87.686	20.517	22.280	55.824
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	-	66.098	26.085	8.301	43.634
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	-	267	76	811	707
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	-	11.194	2.517	6.740	12.543
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>-</b>	<b>533.048</b>	<b>152.543</b>	<b>124.820</b>	<b>353.315</b>

Fuente: CNMC

#### **IV. Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por término de facturación y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores**

Conforme al artículo 8.5 de la Circular 3/2020, el coste obtenido para cada nivel de tensión y periodo horario se asigna entre los usuarios de acuerdo con un modelo de red simplificado (recogido en el Anexo III de la Circular 3/2020), teniendo en cuenta que el diseño de la red de un nivel de tensión se debe a los usuarios conectados en el propio nivel de tensión tarifario y a los usuarios conectados en niveles de tensión inferiores, empleando al efecto balances de potencia y balances de energía.

##### **IV.A Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de potencia y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores**

La retribución de redes a recuperar a través del término de potencia de un nivel de tensión  $i$  que van a pagar los consumidores situados en el nivel de tensión  $j$  (con  $j \leq i$ ), se calcula teniendo en cuenta la potencia que circula hacia niveles inferiores en la hora de máxima demanda del periodo  $P$ . En general, para un periodo  $P$ , la retribución del nivel de tensión  $NT^i$ , se repartirá entre los niveles  $NT^j$ , con  $j \leq i$ , de acuerdo a unos coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$ :

$$C_{i,p}^{D,NT^j} = C_{i,p}^D * \alpha_{j,p}^i$$

Los coeficientes de asignación del coste del nivel de tensión tarifario  $i$  de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores se obtienen a partir de la agregación de los balances de potencia para la hora de máxima demanda del periodo  $p$  proporcionados por las empresas distribuidoras de más de 100.000 clientes. Como se ha indicado, si bien se ha solicitado a las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes el balance de potencia para la hora de mayor demanda según la monótona del sistema del ejercicio 2020 de cada uno de los seis períodos, una vez analizada la información, se ha optado por mantener los balances del ejercicio 2019 debido al impacto de la crisis sanitaria en los flujos de energía y consecuentemente en la señal de precios a los consumidores.

A modo recordatorio en el Cuadro 22 se muestra el día de máxima demanda por periodo horario y en el Cuadro 23 los coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$ , calculados conforme a la formulación recogida en punto 5 del Anexo I de la Circular 3/2020 correspondientes al ejercicio 2019.

**Cuadro 22. Hora de máxima demanda de cada uno de los periodos horarios de la discriminación, según el calendario del Sistema peninsular de la Circular 3/2020. Año 2019**

Periodo	Día	Hora	MW
1	10/01/2019	21	40.136
2	24/07/2019	15	39.093
3	28/06/2019	14	37.810
4	28/06/2019	15	37.168
5	09/04/2019	15	32.910
6	12/01/2019	21	34.813

Fuente: CNMC y OS

**Cuadro 23. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario  $i$  de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión. Año 2019**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,281	0,377	0,399	0,394	0,390	0,247
	$\alpha^1_{0,p}$	0,719	0,623	0,601	0,606	0,610	0,753
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,166	0,186	0,202	0,201	0,222	0,153
	$\alpha^2_{1,p}$	0,234	0,307	0,318	0,315	0,303	0,209
	$\alpha^2_{0,p}$	0,600	0,508	0,480	0,484	0,475	0,638
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,062	0,074	0,081	0,083	0,097	0,075
	$\alpha^3_{2,p}$	0,054	0,057	0,061	0,060	0,068	0,048
	$\alpha^3_{1,p}$	0,249	0,328	0,342	0,338	0,326	0,217
	$\alpha^3_{0,p}$	0,635	0,542	0,515	0,519	0,510	0,660
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,090	0,075	0,082	0,083	0,132	0,125
	$\alpha^4_{3,p}$	0,028	0,032	0,034	0,035	0,039	0,033
	$\alpha^4_{2,p}$	0,062	0,070	0,076	0,075	0,077	0,053
	$\alpha^4_{1,p}$	0,230	0,310	0,322	0,318	0,293	0,195
	$\alpha^4_{0,p}$	0,589	0,513	0,485	0,489	0,459	0,594

Fuente: CNMC

Conforme al punto 5 del Anexo I de Circular, la asignación de la retribución de cada periodo  $p$  del nivel de tensión tarifario  $i$  al grupo tarifario se obtiene como el

producto del coste del nivel tarifario  $i$  asignado al periodo  $p$  por la matriz de coeficientes. En el Cuadro 24 se muestra el resultado de la asignación de la retribución de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.

**Cuadro 24. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario  $i$  de cada periodo  $p$  al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2022**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	702.514	651.184	228.468	169.087	1.006	261.681
NT1	NT1	158.294	203.610	104.982	78.177	312	8.307
	NT0	404.605	336.901	158.078	120.117	488	25.275
NT2	NT2	26.126	28.348	12.423	15.762	51	1.154
	NT1	36.903	46.792	19.597	24.626	69	1.581
	NT0	94.396	77.480	29.531	37.867	109	4.815
NT3	NT3	8.102	9.570	5.445	2.069	235	1.512
	NT2	6.988	7.392	4.066	1.488	166	976
	NT1	32.291	42.623	22.876	8.414	792	4.386
	NT0	82.557	70.540	34.454	12.930	1.240	13.348
NT4	NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698
	NT3	10.059	11.369	5.756	4.561	82	1.248
	NT2	22.745	24.936	12.701	9.812	164	1.997
	NT1	84.030	110.729	53.946	41.652	622	7.341
	NT0	214.846	183.266	81.254	64.016	973	22.343

Fuente: CNMC

La retribución que se debe recuperar por el uso de las redes de transporte y distribución en cada periodo tarifario con cargo al término de potencia del peaje de transporte y distribución de los consumidores conectados a un determinado nivel de tensión resulta de la agregación de la retribución de redes en cada periodo horario de su propio nivel de tensión y de los niveles de tensión superiores. En el Cuadro 25 se muestra para el ejercicio 2022 la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de potencia del peaje de transporte y distribución.

**Cuadro 25. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución. Año 2022**

I	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	702.514	651.184	228.468	169.087	1.006	261.681	2.013.941
	NT1	404.605	336.901	158.078	120.117	488	25.275	1.045.463
	NT2	94.396	77.480	29.531	37.867	109	4.815	244.198
	NT3	82.557	70.540	34.454	12.930	1.240	13.348	215.069
	NT4	214.846	183.266	81.254	64.016	973	22.343	566.698
	<b>Total</b>	<b>1.498.918</b>	<b>1.319.371</b>	<b>531.785</b>	<b>404.017</b>	<b>3.816</b>	<b>327.463</b>	<b>4.085.369</b>
NT1	NT1	158.294	203.610	104.982	78.177	312	8.307	553.680
	NT2	36.903	46.792	19.597	24.626	69	1.581	129.569
	NT3	32.291	42.623	22.876	8.414	792	4.386	111.382
	NT4	84.030	110.729	53.946	41.652	622	7.341	298.321
	<b>Total</b>	<b>311.518</b>	<b>403.754</b>	<b>201.401</b>	<b>152.869</b>	<b>1.795</b>	<b>21.616</b>	<b>1.092.952</b>
NT2	NT2	26.126	28.348	12.423	15.762	51	1.154	83.863
	NT3	6.988	7.392	4.066	1.488	166	976	21.076
	NT4	22.745	24.936	12.701	9.812	164	1.997	72.353
	<b>Total</b>	<b>55.858</b>	<b>60.675</b>	<b>29.191</b>	<b>27.062</b>	<b>381</b>	<b>4.127</b>	<b>177.293</b>
NT3	NT3	8.102	9.570	5.445	2.069	235	1.512	26.933
	NT4	10.059	11.369	5.756	4.561	82	1.248	33.076
	<b>Total</b>	<b>18.161</b>	<b>20.939</b>	<b>11.201</b>	<b>6.630</b>	<b>318</b>	<b>2.760</b>	<b>60.009</b>
NT4	NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698	89.497
	<b>Total</b>	<b>32.940</b>	<b>26.902</b>	<b>13.815</b>	<b>10.863</b>	<b>280</b>	<b>4.698</b>	<b>89.497</b>

Fuente: CNMC

#### IV.B Asignación de la retribución de cada nivel de tensión a recuperar por el término de energía y periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores

La metodología de asignación de la retribución del transporte y la distribución que se recupera a través de los términos de energía consumida de los peajes de transporte y distribución de los consumidores es análoga a la aplicada para el cálculo de los términos de potencia.

La asignación del coste de transporte y distribución de cada nivel de tensión y periodo horario a los grupos tarifarios, según el modelo de red simplificado del Anexo III de la Circular 3/2020, se realiza con información del balance de energía por periodo horario proporcionado por las empresas distribuidoras con más de 100.000 clientes según la discriminación horaria de seis periodos para el ejercicio 2019.

En el Cuadro 26 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario.

**Cuadro 26. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente término de energía del nivel de tensión tarifario  $i$  de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores.**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha^i_{j,p}$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha^0_{0,p}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha^1_{1,p}$	0,351	0,357	0,396	0,394	0,416	0,380
	$\alpha^1_{0,p}$	0,649	0,643	0,604	0,606	0,584	0,620
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,188	0,201	0,226	0,195	0,259	0,238
	$\alpha^2_{1,p}$	0,285	0,285	0,307	0,317	0,308	0,289
	$\alpha^2_{0,p}$	0,527	0,513	0,467	0,488	0,433	0,472
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,077	0,084	0,094	0,096	0,104	0,120
	$\alpha^3_{2,p}$	0,057	0,061	0,069	0,057	0,080	0,072
	$\alpha^3_{1,p}$	0,304	0,305	0,332	0,333	0,340	0,307
	$\alpha^3_{0,p}$	0,562	0,549	0,505	0,513	0,476	0,501
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,093	0,106	0,107	0,132	0,112	0,161
	$\alpha^4_{3,p}$	0,033	0,036	0,041	0,039	0,046	0,050
	$\alpha^4_{2,p}$	0,070	0,073	0,082	0,069	0,093	0,081
	$\alpha^4_{1,p}$	0,283	0,280	0,305	0,299	0,311	0,269
	$\alpha^4_{0,p}$	0,521	0,504	0,465	0,461	0,437	0,440

Fuente: CNMC

En el Cuadro 27 se muestra el resultado de la asignación de la retribución que se debe recuperar por el término de energía de cada nivel de tensión al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores, según el calendario de la Circular, resultante del producto de la retribución del nivel tarifario  $i$  asignado al periodo  $p$  por la matriz de coeficientes.

**Cuadro 27. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario i de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores conforme a la Circular 3/2020. Año 2022**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251
	NT0	121.690	115.797	52.922	40.083	156	6.943
NT2	NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600
	NT1	14.976	14.515	6.296	8.260	24	728
	NT0	27.650	26.122	9.590	12.734	33	1.189
NT3	NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807
	NT2	2.485	2.661	1.536	475	65	488
	NT1	13.182	13.237	7.392	2.766	275	2.068
	NT0	24.329	23.815	11.255	4.262	387	3.378
NT4	NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014
	NT3	4.020	4.277	2.280	1.692	33	624
	NT2	8.464	8.723	4.571	3.002	66	1.013
	NT1	34.338	33.378	17.052	13.052	220	3.377
	NT0	63.378	60.053	25.963	20.115	309	5.515

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 28 se muestra, para el ejercicio 2022, la asignación de la retribución de redes que se debe recuperar a través de los términos de energía del peaje de transporte y distribución, conforme a la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 28. Asignación de la retribución de redes (miles €) por nivel de tensión tarifario y periodos horarios que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución, según la Circular 3/2020. Año 2021**

Nivel de tensión tarifario al que se conecta el consumidor	Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-	-
	NT1	121.690	115.797	52.922	40.083	156	6.943	337.590
	NT2	27.650	26.122	9.590	12.734	33	1.189	77.318
	NT3	24.329	23.815	11.255	4.262	387	3.378	67.426
	NT4	63.378	60.053	25.963	20.115	309	5.515	175.333
	<b>Total</b>	<b>237.046</b>	<b>225.787</b>	<b>99.731</b>	<b>77.195</b>	<b>884</b>	<b>17.024</b>	<b>657.666</b>
NT1	NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251	195.458
	NT2	14.976	14.515	6.296	8.260	24	728	44.797
	NT3	13.182	13.237	7.392	2.766	275	2.068	38.921
	NT4	34.338	33.378	17.052	13.052	220	3.377	101.416
		<b>Total</b>	<b>128.438</b>	<b>125.504</b>	<b>65.504</b>	<b>50.092</b>	<b>630</b>	<b>10.424</b>
NT2	NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600	30.428
	NT3	2.485	2.661	1.536	475	65	488	7.710
	NT4	8.464	8.723	4.571	3.002	66	1.013	25.839
		<b>Total</b>	<b>20.798</b>	<b>21.621</b>	<b>10.739</b>	<b>8.568</b>	<b>151</b>	<b>2.101</b>
NT3	NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807	10.764
	NT4	4.020	4.277	2.280	1.692	33	624	12.927
		<b>Total</b>	<b>7.337</b>	<b>7.938</b>	<b>4.376</b>	<b>2.490</b>	<b>117</b>	<b>1.431</b>
NT4	NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014	37.800
		<b>Total</b>	<b>11.341</b>	<b>12.636</b>	<b>5.958</b>	<b>5.773</b>	<b>79</b>	<b>2.014</b>

Fuente: CNMC

#### 6.4. Determinación de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución

Una vez que se dispone de la retribución que se debe recuperar a través de los términos por potencia y energía por periodo horario de cada grupo tarifario, el término de facturación del peaje correspondiente se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar por cada componente de facturación entre la previsión de la variable de facturación (potencia contratada o energía consumida).

##### I. Determinación de los términos de potencia de los peajes de consumidores

En particular, el término de potencia de cada periodo ( $T_{i,p}^D$ ) del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la retribución a recuperar con cargo al término de potencia del periodo  $p$  de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la potencia contratada en el periodo  $p$  prevista para el ejercicio siguiente del nivel de tensión  $i$ .

En el Cuadro 29 se presentan los términos de potencia que resultan de la metodología de asignación según el calendario de la Circular 3/2020 para el ejercicio 2022.

**Cuadro 29. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de potencia del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario i en el periodo p. Año 2022**

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	1.498.918	1.319.371	531.785	404.017	3.816	327.463
NT1	311.518	403.754	201.401	152.869	1.795	21.616
NT2	55.858	60.675	29.191	27.062	381	4.127
NT3	18.161	20.939	11.201	6.630	318	2.760
NT4	32.940	26.902	13.815	10.863	280	4.698

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	142.837	144.154	144.173	144.151	144.153	150.885
NT1	19.090	19.952	20.163	20.205	20.545	26.039
NT2	4.197	4.376	4.474	4.382	4.592	6.179
NT3	1.913	1.989	2.021	2.046	2.132	2.692
NT4	3.194	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263

Nivel de tensión tarifario	Coste unitario a recuperar con cargo al término de potencia de los peajes en cada periodo horario (€/kW año) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	0,0265	2,1703
NT1	16,3187	20,2364	9,9886	7,5659	0,0874	0,8301
NT2	13,3079	13,8663	6,5251	6,1752	0,0829	0,6679
NT3	9,4929	10,5291	5,5432	3,2410	0,1490	1,0255
NT4	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,0672	0,8926

Fuente: CNMC

Los peajes de transporte y distribución de los peajes con discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de potencia del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de potencia contratada por periodo horario para el ejercicio 2022. No obstante lo anterior, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios tanto de los peajes de transporte como de distribución de los periodos 1 y 2 del NT1, NT2 y NT3 y los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes.

Asimismo, también se han promediado los precios de los peajes de distribución de los periodos 3 y 4 del NT2.

Los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW cuentan con dos términos de potencia: punta y valle. El término de potencia del periodo de punta resulta de la agregación de los términos de potencia de los periodos 1 a 5 del 3.0 TD, mientras que el término de potencia del periodo de valle se corresponde con el término de potencia que resulta para el periodo 6.

En el Cuadro 30 se muestran los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 30. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2022**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,8622	0,0790				
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,3983	1,0438				
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	27,2605	1,1228				
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281

Fuente: CNMC

## II. Determinación de los términos de energía de los peajes de consumidores

Análogamente a los términos de potencia, el término de energía del peaje correspondiente a cada grupo tarifario se obtiene como resultado de dividir la

retribución a recuperar con cargo al término de energía del periodo  $p$  de su nivel de tensión y de los niveles de tensión superior al que está conectado entre la energía del periodo  $p$  del nivel de tensión  $i$ . prevista para el ejercicio siguiente (véase Cuadro 31).

**Cuadro 31. Coste unitario de redes que se debe recuperar a través del término de energía del peaje de transporte y distribución de un consumidor conectado al nivel de tensión tarifario  $i$  en el periodo  $p$ . Año 2022**

Nivel de tensión tarifario	Retribución a recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	237.046	225.787	99.731	77.195	884	17.024
NT1	128.438	125.504	65.504	50.092	630	10.424
NT2	20.798	21.621	10.739	8.568	151	2.101
NT3	7.337	7.938	4.376	2.490	117	1.431
NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.353	15.500	12.537	14.399	5.935	49.825
NT1	7.397	8.809	8.063	9.228	3.893	31.178
NT2	2.269	2.872	2.540	2.901	1.255	11.662
NT3	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990
NT4	1.610	2.200	1.945	2.373	1.178	12.264

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,7523	14,5670	7,9549	5,3611	0,1489	0,3417
NT1	17,3637	14,2466	8,1244	5,4281	0,1618	0,3343
NT2	9,1682	7,5293	4,2279	2,9538	0,1202	0,1801
NT3	7,7740	6,5152	3,9167	1,8803	0,1978	0,2390
NT4	7,0459	5,7425	3,0629	2,4333	0,0673	0,1642

Fuente: CNMC

Análogamente a los resultados obtenidos para los términos de potencia de los peajes de transporte y distribución, los términos de energía de los peajes con discriminación horaria de seis periodos se obtienen directamente del cociente entre el coste a recuperar a través del término de energía del peaje correspondiente por periodo horario y la previsión de consumo por periodo horario para el ejercicio 2022.

El peaje de aplicación a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior o igual a 15 kW consta de tres periodos horarios por lo que se hace necesario adaptar los peajes obtenidos. Para ello se factura a los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW a los peajes obtenidos. A continuación, se agrega la retribución por periodo en función de la coincidencia entre la discriminación horaria de seis periodos y la discriminación horaria de tres periodos. Finalmente, el término de energía del peaje correspondiente será el resultado del cociente entre la retribución resultante de la agregación y la energía prevista por periodo (véase Cuadro 32).

En el Cuadro 33 se muestran los términos de energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 32. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2022**

Peaje T&D	Energía por periodo horario (MWh) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	8.895.219	10.622.170	8.051.712	9.585.924	4.155.112	36.112.261

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	17,752	14,567	7,955	5,361	0,321	0,321

Peaje T&D	Facturación por término de energía (miles €) (C) = (A) * (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	157.911	154.733	64.050	51.391	1.334	11.598

Discriminación horaria de tres periodos	Discriminación horaria de seis periodos (D)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Periodo 1	90,5%	33,9%	58,7%	52,2%	0,0%	0,0%
Periodo 2	9,5%	66,1%	41,3%	47,8%	100,0%	0,0%
Periodo 3	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	100,0%

Discriminación horaria de tres periodos	Conversión de la facturación (miles €) de la DH6 a la DH3 (E) = (C) * (D)						Facturación por periodo de la DH3 (miles €)
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Periodo 1	142.905	52.381	37.575	26.827	-	-	259.687
Periodo 2	15.006	102.353	26.475	24.564	1.334	-	169.733
Periodo 3	-	-	-	-	-	11.598	11.598

Discriminación horaria de tres periodos	Previsión de consumo por periodo de la DH3 (F)
Periodo 1	21.197.374
Periodo 2	20.112.762
Periodo 3	36.112.261

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
2.0 TD	0,012251	0,008439	0,000321

Fuente: CNMC

Nota: Los precios de los periodos 5 y 6 se han promediado para eliminar discontinuidades.

**Cuadro 33. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2022**

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,00325	0,00224	0,00010			
3.0 TD	0,00475	0,00387	0,00207	0,00140	0,00010	0,00010
6.1 TD	0,00464	0,00379	0,00211	0,00141	0,00010	0,00010
6.2 TD	0,00373	0,00304	0,00180	0,00104	0,00008	0,00008
6.3 TD	0,00426	0,00351	0,00204	0,00128	0,00010	0,00010
6.4 TD	0,00705	0,00574	0,00306	0,00243	0,00016	0,00016

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,00900	0,00620	0,00022			
3.0 TD	0,01301	0,01069	0,00588	0,00396	0,00022	0,00022
6.1 TD	0,01272	0,01046	0,00601	0,00401	0,00021	0,00021
6.2 TD	0,00544	0,00449	0,00243	0,00192	0,00009	0,00009
6.3 TD	0,00351	0,00300	0,00188	0,00060	0,00014	0,00014
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,01225	0,00844	0,00032			
3.0 TD	0,01775	0,01457	0,00795	0,00536	0,00032	0,00032
6.1 TD	0,01736	0,01425	0,00812	0,00543	0,00032	0,00032
6.2 TD	0,00917	0,00753	0,00423	0,00295	0,00017	0,00017
6.3 TD	0,00777	0,00652	0,00392	0,00188	0,00024	0,00024
6.4 TD	0,00705	0,00574	0,00306	0,00243	0,00016	0,00016

Fuente: CNMC

### III. Diseño del peaje de transporte y distribución 2.0 TD

Conforme al punto 2 del Anexo II de la Circular 3/2020, una vez se obtienen los términos de potencia y energía de los peajes 2.0 TD, se procede a su ajuste a efectos de recuperar el 75% con cargo al término de potencia y el 25% con cargo al término de energía (véase Cuadro 34).

**Cuadro 34. Procedimiento de ajuste de los términos de potencia y energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD a la estructura fijo-variable de 75%-25%. Año 2022**

Peaje T&D	Facturación peaje 2.0 TD a los peajes que resulta de la asignación (miles €) (A)			% potencia sobre total
	Término de potencia (A)	Término de energía (B)	Total (C)	
Peaje T	493.547	117.646	611.193	80,8%
Peaje D	3.063.438	323.372	3.386.811	90,5%
<b>Total</b>	<b>3.556.986</b>	<b>441.018</b>	<b>3.998.004</b>	<b>89,0%</b>

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste del peaje 2.0 TD (D)	
	Término de potencia (C) * 75% / (A)	Término de energía (C) * 25% / (B)
Peaje T	0,929	1,299
Peaje D	0,829	2,618

#### Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (E)

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kW año)		Términos de energía del peaje 2.0 TD antes del ajuste (€/kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,8622	0,0790	0,0033	0,0022	0,0001
Distribución	23,3983	1,0438	0,0090	0,0062	0,0002
<b>Total T&amp;D</b>	<b>27,2605</b>	<b>1,1228</b>	<b>0,01225</b>	<b>0,00844</b>	<b>0,00032</b>

#### Términos de potencia y energía del peaje 2.0 TD ajustados (D) \* (E)

Peaje T&D	Término de potencia de los peajes (€/kW año)		Términos de energía de la DH3 (€/kWh) (E) / (F)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Transporte	3,587080	0,073398	0,004222	0,002903	0,000136
Distribución	19,401176	0,865492	0,023565	0,016243	0,000567
<b>Total T&amp;D</b>	<b>22,988256</b>	<b>0,938890</b>	<b>0,027787</b>	<b>0,019147</b>	<b>0,000703</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 35 y en el Cuadro 36 se muestran los términos de potencia y energía de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020 tras el diseño de precios del peaje 2.0 TD.

**Cuadro 35. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,587080	0,073398				
3.0 TD	1,504138	1,271316	0,563586	0,444091	0,079027	0,079027
6.1 TD	4,988519	4,988519	2,675491	2,061479	0,170936	0,170936
6.2 TD	5,561606	5,561606	2,839076	2,238890	0,200598	0,200598
6.3 TD	5,491879	5,491879	2,848482	2,229437	0,275903	0,275903
6.4 TD	10,314368	7,894062	3,797235	2,795290	0,528120	0,528120

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,401176	0,865492				
3.0 TD	8,989782	7,881176	3,124926	2,358648	1,043806	1,043806
6.1 TD	13,332285	13,332285	7,313080	5,504410	0,331615	0,331615
6.2 TD	8,031285	8,031285	3,809881	3,809881	0,217848	0,217848
6.3 TD	4,529172	4,529172	2,694675	1,011523	0,362245	0,362245
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,988256	0,938890				
3.0 TD	10,493920	9,152492	3,688512	2,802739	1,122833	1,122833
6.1 TD	18,320805	18,320805	9,988571	7,565889	0,502550	0,502550
6.2 TD	13,592890	13,592890	6,648956	6,048771	0,418446	0,418446
6.3 TD	10,021051	10,021051	5,543157	3,240960	0,638147	0,638147
6.4 TD	10,314368	7,894062	3,797235	2,795290	0,528120	0,528120

Fuente: CNMC

**Cuadro 36. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022**

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-

Grupo tarifario	Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,027787	0,019146	0,000703			
3.0 TD	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Fuente: CNMC

Se advierte que los términos de facturación de los peajes de transporte y distribución no incorporan la tasa de la CNMC, si bien conforme al Anexo de la

Ley 3/2013, la base imponible viene constituida por la suma de la facturación de los peajes más los cargos.

#### **IV. Determinación de los términos de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas**

Conforme punto 8 del Anexo I de la Circular 3/2020, los términos de energía de cada periodo horario y nivel de tensión resultan del cociente entre la retribución de transporte y distribución asignada al propio nivel de tensión y la energía consumida en ese nivel de tensión (véase Cuadro 37). Se indica que, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes.

**Cuadro 37. Términos de energía de los pagos de transporte y distribución de los peajes de aplicación a autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2022**

Nivel de tensión tarifario	Retribución del propio nivel de tensión que se debe recuperar con cargo al término de energía de los peajes en cada periodo horario (miles €) (A)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	65.943	64.374	34.764	26.015	111	4.251
NT2	9.849	10.236	4.631	5.091	20	600
NT3	3.317	3.661	2.097	798	84	807
NT4	11.341	12.636	5.958	5.773	79	2.014

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	13.352.954	15.499.864	12.537.055	14.399.040	5.935.021	49.825.479
NT1	7.396.910	8.809.422	8.062.649	9.228.398	3.893.275	31.178.038
NT2	2.268.515	2.871.630	2.539.953	2.900.574	1.254.845	11.662.378
NT3	943.832	1.218.374	1.117.379	1.324.284	590.947	5.989.977
NT4	1.609.599	2.200.333	1.945.095	2.372.514	1.177.759	12.264.261

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los pagos de autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso instalaciones próximas a través de red (€/kWh) (A)/(B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	0,008915	0,007307	0,004312	0,002819	0,000124	0,000124
NT2	0,004342	0,003565	0,001823	0,001755	0,000048	0,000048
NT3	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
NT4	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

Fuente: CNMC

## V. Determinación de los términos de energía de los peajes de aplicación a los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos

Conforme al punto 4 de la disposición adicional segunda de la Circular 3/2020, los peajes de aplicación a puntos de suministro conectados en baja y media tensión, dedicados en exclusividad a la recarga de vehículos eléctricos de acceso público, denominados 3.0 TDVE y 6.1 TDVE, se determinan de forma que se recupere el 20% de la facturación por peajes de transporte y distribución de los correspondientes peajes de acceso generales a través del término de

potencia, supuesta una utilización del punto del 10%, lo que bajo estas hipótesis equivale a 5 recargas al día. Se han considerado dos puntos de recarga tipo uno en baja tensión con potencia contratada igual a 50 kW y otro en media tensión con potencia contratada igual a 150 kW (véanse Cuadro 38 y Cuadro 39).

**Cuadro 38. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2022**

**Hipótesis**

Potencia contratada (kW)	50
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	24
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	43.800

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 3.0 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,504138	1,271316	0,563586	0,444091	0,079027	0,079027	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
Distribución	8,989782	7,881176	3,124926	2,358648	1,043806	1,043806	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
<b>Total T&amp;D</b>	<b>10,493920</b>	<b>9,152492</b>	<b>3,688512</b>	<b>2,802739</b>	<b>1,122833</b>	<b>1,122833</b>	<b>0,017752</b>	<b>0,014567</b>	<b>0,007955</b>	<b>0,005361</b>	<b>0,000321</b>	<b>0,000321</b>

Peaje T&D	Facturación al peaje 3.0 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	197	90	287	68,7%
Peaje D	1.222	248	1.470	83,1%
<b>Total</b>	<b>1.419</b>	<b>338</b>	<b>1.757</b>	<b>80,8%</b>

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 3.0 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,291	2,556
Peaje D	0,241	4,741

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 3.0 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 3.0 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	0,437872	0,370095	0,164066	0,129280	0,023006	0,023006	0,012132	0,009903	0,005293	0,003571	0,000267	0,000267
Distribución	2,162893	1,896169	0,751840	0,567478	0,251134	0,251134	0,061667	0,050698	0,027898	0,018796	0,001028	0,001028
<b>Total T&amp;D</b>	<b>2,600765</b>	<b>2,266264</b>	<b>0,915907</b>	<b>0,696758</b>	<b>0,274140</b>	<b>0,274140</b>	<b>0,073799</b>	<b>0,060601</b>	<b>0,033192</b>	<b>0,022366</b>	<b>0,001295</b>	<b>0,001295</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 39. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2022**

**Hipótesis**

Potencia contratada (kW)	150
Tiempo de recarga (min)	29
Consumo por recarga (kWh)	72
Utilización de la potencia	10%
Consumo anual (kWh)	131.400

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TD (€/kW año) (A)						Términos de energía del peaje 6.1 TD (€/kWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,00464	0,00379	0,00211	0,00141	0,00010	0,00010
Distribución	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,01272	0,01046	0,00601	0,00401	0,00021	0,00021
<b>Total T&amp;D</b>	<b>18,3208</b>	<b>18,3208</b>	<b>9,9886</b>	<b>7,5659</b>	<b>0,5026</b>	<b>0,5026</b>	<b>0,01736</b>	<b>0,01425</b>	<b>0,00812</b>	<b>0,00543</b>	<b>0,00032</b>	<b>0,00032</b>

Peaje T&D	Facturación al peaje 6.1 TD (miles €)			% potencia sobre total
	Término de potencia (C)	Término de energía (D)	Total (E)	
Peaje T	2,258	266	2,525	89,4%
Peaje D	6,022	736	6,758	89,1%
<b>Total</b>	<b>8,280</b>	<b>1,003</b>	<b>9,283</b>	<b>89,2%</b>

Peaje T&D	Coeficientes de ajuste para obtener el peaje 6.1 TDVE	
	Término de potencia (F) = (E) * 20% / (C)	Término de energía (G) = (E) * 80% / (D)
Peaje T	0,224	7,581
Peaje D	0,224	7,341

Peaje T&D	Término de potencia del peaje 6.1 TDVE (€/kW año) (A) * (F)						Términos de energía del peaje 6.1 TDVE (€/kWh) (B) * (G)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
Transporte	1,115404	1,115404	0,598224	0,460935	0,038220	0,038220	0,035194	0,028725	0,016034	0,010722	0,000778	0,000778
Distribución	2,992557	2,992557	1,641489	1,235517	0,074434	0,074434	0,093395	0,076774	0,044119	0,029467	0,001561	0,001561
<b>Total T&amp;D</b>	<b>4,107960</b>	<b>4,107960</b>	<b>2,239713</b>	<b>1,696451</b>	<b>0,112654</b>	<b>0,112654</b>	<b>0,128589</b>	<b>0,105500</b>	<b>0,060152</b>	<b>0,040189</b>	<b>0,002338</b>	<b>0,002338</b>

Fuente: CNMC

## 6.5. Determinación de los términos de excesos de potencia

Conforme al artículo 9.4 de la Circular 3/2020, los términos del exceso de potencia se han calculado de forma que la facturación de acceso que resulta de la optimización de las potencias sea equivalente a la facturación de acceso que resultaría de considerar las potencias contratadas máximas de cada periodo, dado el perfil del consumidor medio de cada peaje. Se indica que la facturación de acceso se calcula con los precios de los peajes de transporte y distribución para 2022 que resultan de aplicar la metodología de la Circular.

Este procedimiento se ha realizado para cada uno de los peajes con los perfiles medios de los ejercicios 2016 al 2019. El término del exceso de potencia propuesto se corresponde con el precio medio ponderado por el número de horas en que se sobrepasa la potencia que resulta para todos los peajes y ejercicios.

Este precio se ha incrementado en un 20% a efectos de incentivar la correcta contratación de potencias.

En el Cuadro 40 se muestran el precio del término del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes que resultan para 2022 de aplicar la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 40. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes resultantes de la metodología para 2022 sin considerar transitorio**

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,390820	3,531049	3,594822	3,615613	3,130578	3,083449

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	Periodo						
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	

Fuente: CNMC

A continuación, se compara los precios del exceso de potencia y los coeficientes Ki que resultan para el año 2022, con los resultan para el ejercicio 2021 de aplicar la metodología de la Circular (incluidos en la memoria que acompaña a la Resolución de 18 de marzo de 2021). Se observa que los precios de los términos del exceso de potencia se reducen entre un 0,2% y un 4,6% con la excepción del precio aplicable al peaje 6.1TD que se incrementa un 3,4%.

**Cuadro 41. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día) resultantes de la metodología para el año 2022 y 2021 que resultan de la Circular 2/2020, sin considerar periodo transitorio**

**A.- Términos resultantes de la metodología**

		Año 2022						Año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,390820	3,531049	3,594822	3,615613	3,130578	3,083449	3,407453	3,573872	3,477902	3,624078	3,282167	3,205681
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346	0,040952	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

**B.- Tasa de Variación (%): 2022 s/ 2021**

		Tasa de Variación. Año 2022 s/ año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		-0,5%	-1,2%	3,4%	-0,2%	-4,6%	-3,8%
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2	-0,3%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
	3	-	-0,2%	0,5%	-0,2%	1,1%	-0,1%
	4	-	-0,3%	0,7%	1,8%	1,1%	-3,1%
	5	-	-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%
	6	-	-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%

Fuente: CNMC

Como se avanzaba en el punto 6.4 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 18 de marzo de 2021, teniendo en cuenta la necesidad de los consumidores de adaptarse a la nueva estructura de peajes y con objeto de evitar penalizaciones que pudieran ser motivadas por el proceso de adaptación, a partir de 1 de enero de 2022 se traslada la mitad del incremento que resulta de aplicar la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020. Se recuerda que, a partir del 1 de enero de 2023 serán de plena aplicación los precios que resulten de aplicar la metodología de la Circular y serán publicados en la correspondiente Resolución.

En consecuencia, los términos de excesos de potencia aplicables durante el ejercicio 2022 serán los siguientes:

**Cuadro 42. Precio del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2022**

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		2,398610	2,468725	2,500611	2,511007	2,268489	2,244925
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
	6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202

Fuente: CNMC

Como se observa en el Cuadro 43 los precios de los excesos de potencia del ejercicio 2022 son entre un 60% y un 79% superiores a los aplicados en 2021, pero entre un 27% y un 31% inferiores a los resultantes de la metodología establecida en la Circular 3/2020. Al respecto cabe señalar que la metodología de cálculo de los precios del término de exceso de potencia persigue el objetivo de proporcionar a los usuarios una señal de precio que les incentive a contratar adecuadamente la potencia, debido a que la potencia contratada es un indicador relevante en la toma de decisiones sobre inversión en redes.

**Cuadro 43. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW) resultantes de la metodología para el año 2022 y 2021 aplicando el periodo transitorio**

**A.- Términos resultantes tras la aplicación del transitorio**

		Año 2022						Año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		2,398610	2,468725	2,500611	2,511007	2,268489	2,244925	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400	1,406400
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346	0,041000	0,873773	1,000000	1,000000	1,000000	0,766444
	3	-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150	-	0,352340	0,542746	0,490071	0,547301	0,368643
	4	-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009	-	0,267883	0,410260	0,437187	0,319935	0,279621
	5	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149
	6	-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202	-	0,107572	0,026371	0,030054	0,061337	0,052149

**B.- Tasa de Variación (%): 2022 s/ 2021**

		Tasa de Variación. Año 2022 s/ año 2021					
		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		70,5%	75,5%	77,8%	78,5%	61,3%	59,6%
Periodo		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2	-0,4%	-0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%
	3		-0,2%	0,5%	-0,2%	1,1%	-0,1%
	4		-0,3%	0,7%	1,8%	1,1%	-3,1%
	5		-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%
	6		-0,5%	4,0%	2,4%	3,8%	-1,8%

Fuente: CNMC

Cabe señalar que al aplicar la Circular 3/2020, y desvincular la facturación por potencia contratada y excesos de potencia, se ha perdido la vinculación temporal entre ambos términos. Es por ello que en el punto segundo del apartado primero de la Resolución de 18 de marzo de 2021 se introdujo la aclaración siguiente: *“La facturación por el término de potencia demandada se realizará mensualmente prorrateándose por el número de días que comprende el periodo de facturación, considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido y que los meses son de treinta días. Este mismo criterio será de aplicación en el caso de que se produzca una modificación de la potencia contratada durante el ciclo de lectura.”*

Desde la publicación de dicha Resolución han llegado a la CNMC diversas consultas en relación con el procedimiento de facturación de los excesos de potencia en las que señala, por una parte, que considerar todos los meses de 30 días implica que el término del exceso efectivamente aplicable fuera superior al calculado de acuerdo con lo establecido en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020 y, por otra parte, que las distribuidoras están aplicando el procedimiento de facturación de manera no uniforme<sup>11</sup>.

Adicionalmente, algunos agentes han señalado que el valor del término del exceso de potencia para el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1 tiene como consecuencia que algunos consumidores opten por no contratar potencia en los periodos 1 y 2 y pagar excesos de potencia.

A efectos ilustrativos, en el Cuadro 44 se compara la facturación por potencia contratada y por potencia demandada de un consumidor que demandara 1 kW en todos los periodos horarios, bajo dos alternativas:

- (i) Que contrata la potencia demandada y, en consecuencia, se le factura por el término de potencia contratada los peajes de transporte y distribución y los cargos establecidos en la propuesta de Orden de cargos para 2022<sup>12</sup>.
- (ii) Que no contrata potencia y se le factura únicamente por la potencia demandada.

Se observa que los consumidores acogidos al peaje 6.1TD y con tipo de medida 4 o 5 tendrían incentivos a contratar potencias nulas en el periodo 1 y abonar los correspondientes excesos de potencia.

---

<sup>11</sup> Si bien el procedimiento es indiferente, algunas distribuidoras calculan la facturación aplicando un precio en términos de kW/día (que resulta de dividir el término del exceso entre 30) y facturan a ese precio todos los días del ciclo, mientras que otras facturan el exceso dividiendo entre 30 días y multiplicando por el número de días del ciclo de facturación.

<sup>12</sup> Disponible en <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=436>

**Cuadro 44. Comparación de la facturación por potencia de un consumidor con tipo de medida 4 o 5 que contrata 1 kW en todos los periodos, con la de un consumidor que no contrata potencia contratada y abona los correspondientes excesos de Potencia.**

GT	(A). Facturación por exceso de Potencia (€)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	57,567	57,567	-	-	-	-	115,133
3.0 TD	19,750	29,625	24,687	29,625	14,812	59,249	177,748
6.1 TD	20,005	30,007	25,006	30,007	15,004	60,015	180,044
6.2 TD	20,088	30,132	25,110	30,132	15,066	60,264	180,793
6.3 TD	18,148	27,222	22,685	27,222	13,611	54,444	163,331
6.4 TD	17,959	26,939	22,449	26,939	13,470	53,878	161,635

GT	(B). Término de Potencia (€) Peajes y Cargos						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	27,963	1,259	-	-	-	-	29,222
3.0 TD	16,675	12,246	5,936	5,050	3,370	2,153	45,430
6.1 TD	24,737	21,532	12,322	9,899	2,836	1,572	72,898
6.2 TD	17,361	15,479	8,019	7,419	1,789	1,046	51,113
6.3 TD	13,038	11,531	6,640	4,338	1,735	1,141	38,423
6.4 TD	11,790	8,633	4,334	3,332	1,065	0,774	29,927

GT	Tasa de Variación (%): (A) S/ (B)						
	P1	P2	P3	P4	P5	P6	TOTAL
2.0 TD	106%	4473%					
3.0 TD	18%	142%	316%	487%	340%	2652%	291%
6.1 TD	-19%	39%	103%	203%	429%	3718%	147%
6.2 TD	16%	95%	213%	306%	742%	5659%	254%
6.3 TD	39%	136%	242%	528%	684%	4672%	325%
6.4 TD	52%	212%	418%	709%	1165%	6860%	440%

Fuente: CNMC y Orden TED/371/2021

Teniendo en cuenta lo anterior, en la Resolución se aclara el procedimiento de facturación por potencia demandada. En particular, se establece que para los suministros con tipo de medida 4 y 5 el precio del exceso de potencia ( $t_p$ ) resultará de multiplicar el número de días del periodo de facturación,

considerando que el día de lectura inicial está excluido y el día de lectura final está incluido, por el término de facturación por potencia demandada expresado en términos diarios. A los efectos anteriores se publica el precio del término de facturación del exceso de potencia en €/kW y día.

En el caso de que se produjera un cambio de comercializador durante el ciclo de lectura de estos puntos, el distribuidor deberá calcular, en su caso, la facturación por excesos de potencia considerando el ciclo de lectura completo y asignar la totalidad de la facturación por este concepto al comercializador entrante.

En el caso de los suministros con tipo de medida 1, 2 y 3 no es necesaria la publicación del precio en términos diarios ya que se aplica al exceso registrado cada uno cuartos de hora en que se excede la potencia.

Por otra parte, se establece un precio diferenciado del término del exceso de potencia para los puntos de suministro con tipo de medida 4 o 5 y para los puntos de suministro con tipo de medida 1, 2 y 3, con objeto de establecer el precio en distintas unidades. Esto es, para los que les es de aplicación el modo de facturación establecido en el artículo 9.4.b.1, y, teniendo en cuenta las alegaciones recibidas durante el trámite de audiencia, se publica el precio en términos de kW/día y, además, se establece que para el peaje 6.1 TD el precio del exceso de potencia será el resultante de la metodología sin considerar el periodo transitorio con objeto de incentivar la adecuada contratación de la potencia del periodo de punta (véase Cuadro 45).

Trasladar a los consumidores una señal de precio que incentive la correcta contratación de la potencia contratada es capital importancia con objeto de dimensionar adecuadamente la capacidad de las redes en el actual contexto de transición a una economía baja en emisiones, evitando de esta manera inversiones innecesarias en redes y minimizar, así, el impacto sobre los peajes de los consumidores.

**Cuadro 45. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2022**

2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
--------	--------	--------	--------	--------	--------

**Artículo 9.4.b.1**

Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)	0,078858	0,081164	0,118186	0,082554	0,074580	0,073806
--	----------	----------	----------	----------	----------	----------

**Artículo 9.4.b.2**

Precio del exceso de Potencia (€/kW)	2,398610	2,468725	2,500611	2,511007	2,268489	2,244925
--------------------------------------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

		Período	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Coeficiente Ki	1		1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2		0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3		-	0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4		-	0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5		-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
	6		-	0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202

Fuente: CNMC

## 6.6. Términos de facturación por energía reactiva

La Circular 3/2020 mantiene las condiciones de facturación por energía reactiva establecidas en la normativa anterior, en tanto no se disponga de los resultados del grupo de trabajo de control de tensión. Este grupo de trabajo, compuesto por representantes del operador del sistema y gestores de las redes de distribución, al que asisten como supervisores representantes tanto del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico como de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, tiene por objeto principal la redacción del acuerdo de los valores de consigna de potencia reactiva, los rangos de factor de potencia o los valores de consigna de tensión para controlar la tensión entre el punto de conexión entre transporte y distribución.

No obstante, a efectos de mitigar los problemas de sobretensiones registrados durante el periodo de valle (periodo 6), en la Circular 3/2020 se optó por introducir una disposición transitoria segunda en la que se establece una penalización a los consumidores con potencia contratada superior a 15 kW a efectos de mantener un factor de potencia superior a 0,98 capacitivo en el periodo 6.

La citada disposición transitoria fue introducida tras el trámite de audiencia como consecuencia de las alegaciones de algunos agentes. Tras la publicación de la Circular 3/2020, diversos agentes han transmitido a la CNMC su preocupación sobre el impacto de la facturación por energía reactiva en el periodo de valle, señalando algunos de ellos la dificultad para adaptarse a la nueva señal de precios, ya que disponen de equipos integrados para evitar perturbaciones de red y no solo de gestión de reactiva, por lo que solicitan un periodo de adaptación a la nueva señal de precios.

Teniendo en cuenta lo anterior y la habilitación establecida en el punto 3 de la disposición transitoria segunda de la Circular 3/2020 relativa a la modificación de la penalización por energía reactiva en el periodo 6, la Resolución de 18 de marzo mantiene los precios del término de facturación por energía reactiva de aplicación con anterioridad al 1 de junio y establece un precio de 0,0 €/kWh, con el objeto de no introducir una señal de precio a los consumidores, que podría ser necesario modificar en un plazo breve.

A la fecha de elaboración de la Resolución está en fase de análisis la propuesta del grupo de trabajo de control de gestión de los factores de potencia, así como la propuesta de modificación del Procedimiento de Operación 7.4 relativo al servicio complementario de control de tensión.

En consecuencia, se propone mantener durante el ejercicio 2022 los precios de los términos de facturación por energía reactiva.

### **6.7. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución respecto de los del ejercicio anterior**

Conforme a las mejores prácticas regulatorias y en coherencia con lo establecido en el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, en el presente epígrafe se analizan las variaciones de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022 respecto de los peajes de transporte y distribución establecidos para el ejercicio 2021 en la Resolución de 18 de marzo de 2021.

Las variaciones de los peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior se explican por la variación de la retribución asignados a los mismos, la variación del perfil de los consumidores (que determina la asignación del coste por periodo horario y, en definitiva, en apuntamiento de los precios), la variación de flujos de los balances de potencia y energía (que determina la asignación de costes por nivel de tensión) y la variación de las variables de facturación (que condiciona los valores concretos de los peajes).

Teniendo en cuenta que, como se ha indicado anteriormente, para el ejercicio 2022 se propone mantener los balances y las curvas de carga del ejercicio 2019, empleados en la determinación de los peajes del ejercicio 2021, la variación de los peajes se explica fundamentalmente por la variación de la retribución de transporte y distribución y de las variables de facturación previstas para el ejercicio 2022.

### 6.7.1. Impacto de la actualización de la retribución

La parte de la retribución del transporte<sup>13</sup> considerada en el cálculo de los peajes para el ejercicio 2022 es un 13,3% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2021. Por su parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de distribución es un 0,5% superior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2021, según la Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 (véase Cuadro 46).

**Cuadro 46. Retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en los peajes de 2021 y 2022**

	2021 (A)	2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
Retribución del transporte	1.630.899	1.413.260	-13,3%
Retribución de la distribución	5.227.966	5.255.587	0,5%
<b>Total</b>	<b>6.858.865</b>	<b>6.668.847</b>	<b>-2,8%</b>

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

En caso de que en el modelo de asignación no se actualizara ninguna variable más, los peajes de transporte se reducirían homotéticamente en todos sus términos un 13,3%, mientras que los peajes de distribución se incrementarían homotéticamente un 0,5%. El impacto de dicha variación sobre cada grupo tarifario depende del peso de la retribución del transporte asignada respecto de la retribución de la distribución asignada. Así, cuanto mayor sea la retribución del transporte respecto de la distribución mayor será el impacto sobre cada grupo tarifario (véase Cuadro 47).

<sup>13</sup> La retribución del transporte se minora por los ingresos procedentes de las rentas de congestión en las conexiones internacionales y los ingresos de peajes de interconexiones.

**Cuadro 47. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes de los ejercicios 2021 y 2022**

Peaje T&D	Asignación retribución 2021 (A)			Asignación retribución 2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D		
	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	3.027.602	1.009.201	4.036.802	2.970.764	990.255	3.961.019	-1,9%	-1,9%	-1,9%
3.0 TD	579.661	219.816	799.477	570.075	211.942	782.017	-1,7%	-3,6%	-2,2%
6.1 TD	1.134.717	394.743	1.529.460	1.092.952	380.592	1.473.545	-3,7%	-3,6%	-3,7%
6.2 TD	187.884	67.756	255.640	177.293	63.977	241.270	-5,6%	-5,6%	-5,6%
6.3 TD	64.961	25.624	90.585	60.009	23.690	83.699	-7,6%	-7,5%	-7,6%
6.4 TD	103.279	43.621	146.901	89.497	37.800	127.297	-13,3%	-13,3%	-13,3%
<b>Total</b>	<b>5.098.103</b>	<b>1.760.762</b>	<b>6.858.865</b>	<b>4.960.591</b>	<b>1.708.256</b>	<b>6.668.847</b>	<b>-2,7%</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-2,8%</b>

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 18 marzo

### 6.7.2. Impacto de la actualización de las variables de facturación

Una vez asignada la retribución del transporte y la distribución por nivel de tensión y periodo horario, los precios de los términos de potencia y energía resultan del cociente de la retribución asignada entre la variable de facturación correspondiente.

En el Cuadro 48 se muestra el impacto sobre la facturación y el precio medio de los peajes que resultan de actualizar las variables de facturación. Se observa que, como resultado de la actualización de las variables de facturación, se reduce la facturación del peaje 3.0TD a cambio de aumentar la facturación del peaje 2.0TD que se incrementa un 0,9%. Ello es debido a que, si bien la asignación se realiza por nivel de tensión, los precios de los peajes de los consumidores conectados en baja tensión dependerán de la evolución de las variables de facturación previstas para cada uno de los colectivos. Por otra parte, cabe señalar que el precio medio del peaje de acceso de transporte y distribución disminuye para todos los grupos tarifarios, motivado, en parte, por el incremento de la demanda respecto de la prevista para el ejercicio 2021.

**Cuadro 48. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2022**

Asignación variables facturación 2021 (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	123.925	76.223	3.027.602	1.009.201	4.036.802	39,72	13,24	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	579.661	219.816	799.477	17,28	6,55	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.134.717	394.743	1.529.460	16,88	5,87	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	187.884	67.756	255.640	8,04	2,90	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	64.961	25.624	90.585	6,32	2,49	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	103.279	43.621	146.901	4,84	2,05	6,89
<b>Total</b>	<b>171.192</b>	<b>231.971</b>	<b>5.098.103</b>	<b>1.760.762</b>	<b>6.858.865</b>	<b>21,98</b>	<b>7,59</b>	<b>29,57</b>

Asignación variables facturación 2022 (B)								
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	125.316	77.422	3.055.745	1.018.582	4.074.326	39,47	13,16	52,62
3.0 TD	18.615	34.127	537.256	224.697	761.953	15,74	6,58	22,33
6.1 TD	19.800	68.569	1.134.717	394.743	1.529.460	16,55	5,76	22,31
6.2 TD	4.354	23.498	187.884	67.756	255.640	8,00	2,88	10,88
6.3 TD	1.993	11.185	64.961	25.624	90.585	5,81	2,29	8,10
6.4 TD	3.461	21.570	103.279	43.621	146.901	4,79	2,02	6,81
<b>Total</b>	<b>173.539</b>	<b>236.370</b>	<b>5.083.842</b>	<b>1.775.023</b>	<b>6.858.865</b>	<b>21,51</b>	<b>7,51</b>	<b>29,02</b>

% variación (B) sobre (A)								
Peaje T&D	Potencia facturada	Consumo	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Término de potencia	Término de energía	Total	Término de potencia	Término de energía	Total
2.0 TD	1,1%	1,6%	0,9%	0,9%	0,9%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
3.0 TD	-7,4%	1,7%	-7,3%	2,2%	-4,7%	-8,9%	0,5%	-6,3%
6.1 TD	11,4%	2,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,0%	-2,0%	-2,0%
6.2 TD	5,7%	0,6%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,6%	-0,6%	-0,6%
6.3 TD	5,9%	8,9%	0,0%	0,0%	0,0%	-8,2%	-8,2%	-8,2%
6.4 TD	1,7%	1,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-1,1%	-1,1%	-1,1%
<b>Total</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,9%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-1,1%</b>	<b>-1,9%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

### 6.7.3. Impacto conjunto

En el Cuadro 49, Cuadro 50 y en el Cuadro 51 se comparan los peajes que resultan para el ejercicio 2022 con los peajes del ejercicio 2021 establecidos en la Resolución, de 18 de marzo de 2021 de la CNMC. Cabe señalar que, con carácter general, los términos de potencia y de energía de los peajes de transporte y distribución se reducen, con la excepción del término de energía del periodo 1 del peaje 2.0TD que se incrementa un 1%. Dichas variaciones son consecuencia, como ya se ha señalado, de las modificaciones de las variables

previstas para el año 2022 sobre las consideradas en las Resolución de peajes del año 2021.

Por otra parte, en el Cuadro 52 se compara la previsión de consumo inicial para el ejercicio 2021, así como la facturación de peajes de transporte y distribución y la facturación media con la previsión de consumo, facturación y facturación media que resultan para el ejercicio 2022. Se observa que, en términos medios, la facturación media se reduce un 2,8%, motivado por la reducción de la retribución de transporte a asignar.

Por grupo tarifario, se observa una reducción de la facturación de acceso de todos los grupos tarifarios, mayor cuanto mayor es el nivel de tensión, motivado por la reducción de los peajes de transporte.

Al aumentar las variables de facturación de todos los grupos tarifarios (con la excepción de las potencias contratadas de los consumidores acogidos al peaje 3.0 TD), se producen reducciones de la facturación media de todos los grupos tarifarios, superiores a la reducción de la facturación de peajes.

**Cuadro 49. Comparación de los peajes de transporte para 2021 y 2022**

**Peaje de transporte . Previsión inicial 2021 (A)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1511	0,0863					0,004720	0,003548	0,000155			
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925	0,005499	0,004636	0,002471	0,001632	0,000122	0,000122
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097	0,005603	0,004581	0,002641	0,001678	0,000118	0,000118
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371	0,004594	0,003707	0,002277	0,001210	0,000093	0,000093
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323	0,005637	0,004647	0,002754	0,001628	0,000122	0,000122
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

**Peaje de transporte . Previsión inicial 2022 (B)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5871	0,0734					0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

**% variación (B) sobre (A)**

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-14%	-15%					-11%	-18%	-13%			
3.0 TD	-13%	-13%	-13%	-13%	-15%	-15%	-14%	-16%	-16%	-14%	-15%	-15%
6.1 TD	-22%	-22%	-22%	-22%	-18%	-18%	-17%	-17%	-20%	-16%	-12%	-12%
6.2 TD	-18%	-18%	-19%	-17%	-15%	-15%	-19%	-18%	-21%	-14%	-11%	-11%
6.3 TD	-19%	-19%	-18%	-16%	-17%	-17%	-24%	-24%	-26%	-21%	-18%	-18%
6.4 TD	-14%	-15%	-15%	-17%	-16%	-16%	-20%	-18%	-24%	-19%	-11%	-11%

Fuente: CNMC, Memoria de la Circular 3/2020 y Memoria de la Resolución

**Cuadro 50. Comparación de los peajes de distribución para 2021 y para 2022**
**Peajes de distribución. Previsión inicial 2021 (A)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,3187	0,8749					0,022658	0,017076	0,000559			
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528	0,012990	0,011028	0,006052	0,003992	0,000218	0,000218
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506	0,013235	0,010898	0,006469	0,004104	0,000210	0,000210
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219	0,005771	0,004725	0,002648	0,001933	0,000087	0,000087
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761	0,004009	0,003429	0,002183	0,000662	0,000142	0,000142
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**Peajes de distribución. Previsión inicial 2022 (B)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4012	0,8655					0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**% variación (B) sobre (A)**

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0%	-1%					4%	-5%	2%			
3.0 TD	1%	1%	1%	1%	-1%	-1%	0%	-3%	-3%	-1%	0%	0%
6.1 TD	-10%	-10%	-10%	-9%	-5%	-5%	-4%	-4%	-7%	-2%	1%	1%
6.2 TD	-5%	-5%	-5%	-5%	-2%	-2%	-6%	-5%	-8%	-1%	4%	4%
6.3 TD	-6%	-6%	-5%	-3%	-4%	-4%	-12%	-12%	-14%	-9%	-5%	-5%
6.4 TD												

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

**Cuadro 51. Comparación de los peajes de transporte y distribución para 2021 y para 2022**
**Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2021 (A)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,4698	0,9611					0,027378	0,020624	0,000714			
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,018489	0,015664	0,008523	0,005624	0,000340	0,000340
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,018838	0,015479	0,009110	0,005782	0,000328	0,000328
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590	0,010365	0,008432	0,004925	0,003143	0,000180	0,000180
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083	0,009646	0,008076	0,004937	0,002290	0,000264	0,000264
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,008775	0,006983	0,004031	0,002996	0,000175	0,000175

**Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2022 (B)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,9883	0,9389					0,027787	0,019147	0,000703			
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

**% variación (B) sobre (A)**

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-2%	-2%					1%	-7%	-2%			
3.0 TD	-1%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-4%	-7%	-7%	-5%	-6%	-6%
6.1 TD	-14%	-14%	-13%	-13%	-10%	-10%	-8%	-8%	-11%	-6%	-4%	-4%
6.2 TD	-11%	-11%	-11%	-9%	-9%	-9%	-12%	-11%	-14%	-6%	-3%	-3%
6.3 TD	-13%	-13%	-12%	-12%	-10%	-10%	-19%	-19%	-21%	-18%	-11%	-11%
6.4 TD	-14%	-15%	-15%	-17%	-16%	-16%	-20%	-18%	-24%	-19%	-11%	-11%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

**Cuadro 52. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de los ejercicios 2021 y 2022**

Previsión inicial 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	123.925	76.223	4.036.802	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	799.477	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.529.460	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	255.640	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	90.585	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	146.901	6,89
<b>Total</b>	<b>171.192</b>	<b>231.971</b>	<b>6.858.865</b>	<b>29,57</b>

Previsión inicial 2022 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.318	77.422	3.998.004	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	745.032	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	1.473.545	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	241.270	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	83.699	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	127.297	5,90
<b>Total</b>	<b>173.542</b>	<b>236.370</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	1,1%	1,6%	-1,0%	-2,5%
3.0 TD	-7,4%	1,7%	-6,8%	-8,4%
6.1 TD	11,4%	2,0%	-3,7%	-5,5%
6.2 TD	5,7%	0,6%	-5,6%	-6,2%
6.3 TD	6,0%	8,9%	-7,6%	-15,1%
6.4 TD	1,7%	1,1%	-13,3%	-14,3%
<b>Total</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,9%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-4,6%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de la CNMC y Memoria de la Resolución

A efectos de comprender mejor las variaciones de los peajes respecto del ejercicio 2021, en el Cuadro 53, el Cuadro 54 y el Cuadro 55 se presentan las variaciones de peajes de transporte, distribución y transporte y distribución, respectivamente, que hubieran resultado dada la previsión de cierre del ejercicio 2021 respecto de la previsión inicial Resolución de 18 de marzo de 2021 y en el Cuadro 56 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario inicial previsto para el ejercicio 2021 y el escenario previsto para el cierre del mismo ejercicio.

Se observa que, como resultado de actualizar las variables de facturación respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio 2021, los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2021 se reducen en todos los periodos horarios, con la excepción de los términos de potencia de los peajes 2.0TD (periodo 1), 3.0 TD (periodos 1 al 4) y los términos de energía de los peajes 2.0TD (periodos 1 y 3), 3.0 TD (periodos 1, 4, 5 y 6), 6.1 TD (periodos 5 y 6), 6.2 TD (periodos 4, 5 y 6) y 6.4 TD (periodos 5 y 6).

Asimismo, como resultado de actualizar las variables de acceso, la facturación de peajes de acceso se mantiene constante, con la excepción de los peajes 2.0 TD y 3.0 TD, motivado porque si bien el coste asignado a la baja tensión es el mismo, la diferente evolución de potencias y consumo hace que la asignación a cada uno de los peajes resulte diferente. No obstante, los precios medios de peajes de todos los consumidores se verían reducidos, con la excepción de los precios medios de los peajes 6.2 TD y 6.4 TD, motivado por un incremento estimado de las potencias y consumos sobre las inicialmente previstas, con la excepción de las variables de facturación del peaje 3.0TD (cuya potencia facturada se estima será inferior en un 7,9% a la inicialmente prevista y el consumo un 0,3% inferior), 6.2 TD (cuya previsión de consumo se estima un 1,5% a la inicialmente considerada) y 6.4 TD (cuya previsión de consumo se estima un 2,5% a la inicialmente considerada).

### Cuadro 53. Peajes de transporte para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

Peaje de transporte . Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1511	0,0863	-	-	-	-	0,0047	0,0035	0,0002	-	-	-
3.0 TD	1,7307	1,4665	0,6491	0,5113	0,0925	0,0925	0,0055	0,0046	0,0025	0,0016	0,0001	0,0001
6.1 TD	6,4306	6,4306	3,4357	2,6399	0,2097	0,2097	0,0056	0,0046	0,0026	0,0017	0,0001	0,0001
6.2 TD	6,8036	6,8036	3,4939	2,6862	0,2371	0,2371	0,0046	0,0037	0,0023	0,0012	0,0001	0,0001
6.3 TD	6,7498	6,7498	3,4814	2,6559	0,3323	0,3323	0,0056	0,0046	0,0028	0,0016	0,0001	0,0001
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,0088	0,0070	0,0040	0,0030	0,0002	0,0002

Peaje de transporte . Previsión final 2021 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1775	0,0855	-	-	-	-	0,004917	0,003391	0,000158	-	-	-
3.0 TD	1,7505	1,4795	0,6559	0,5168	0,0920	0,0920	0,005546	0,004533	0,002423	0,001634	0,000122	0,000122
6.1 TD	5,8132	5,8132	3,1180	2,4026	0,1993	0,1993	0,005443	0,004441	0,002479	0,001658	0,000120	0,000120
6.2 TD	6,4194	6,4194	3,2830	2,5887	0,2338	0,2338	0,004386	0,003572	0,002117	0,001219	0,000099	0,000099
6.3 TD	6,5114	6,5114	3,3784	2,6411	0,3281	0,3281	0,005045	0,004157	0,002417	0,001514	0,000118	0,000118
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,6%	-0,9%	-	-	-	-	4,2%	-4,4%	1,9%	-	-	-
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,8%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,2%	2,2%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-6,0%	-3,6%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	5,7%	5,7%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-2,8%	-2,8%
6.4 TD	-1,2%	-1,5%	-1,1%	-3,9%	-2,0%	-2,0%	-3,8%	-1,5%	-9,0%	-2,7%	6,7%	6,7%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

### Cuadro 54. Peajes de distribución para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

Peajes de distribución. Previsión inicial 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,3187	0,8749	-	-	-	-	0,0227	0,0171	0,0006	-	-	-
3.0 TD	8,9162	7,8365	3,1022	2,3408	1,0528	1,0528	0,0130	0,0110	0,0061	0,0040	0,0002	0,0002
6.1 TD	14,8146	14,8146	8,0950	6,0761	0,3506	0,3506	0,0132	0,0109	0,0065	0,0041	0,0002	0,0002
6.2 TD	8,4689	8,4689	3,9908	3,9908	0,2219	0,2219	0,0058	0,0047	0,0026	0,0019	0,0001	0,0001
6.3 TD	4,7984	4,7984	2,8389	1,0387	0,3761	0,3761	0,0040	0,0034	0,0022	0,0007	0,0001	0,0001
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión final 2021 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4696	0,8684	-	-	-	-	0,023648	0,016345	0,000570	-	-	-
3.0 TD	9,0186	7,9061	3,1348	2,3661	1,0470	1,0470	0,0131	0,0108	0,0059	0,0040	0,0002	0,0002
6.1 TD	13,3924	13,3924	7,3465	5,5300	0,3333	0,3333	0,0129	0,0106	0,0061	0,0041	0,0002	0,0002
6.2 TD	7,9907	7,9907	3,7974	3,7974	0,2188	0,2188	0,0055	0,0046	0,0025	0,0019	0,0001	0,0001
6.3 TD	4,6289	4,6289	2,7549	1,0329	0,3713	0,3713	0,0036	0,0031	0,0019	0,0006	0,0001	0,0001
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,8%	-0,7%	-	-	-	-	4,4%	-4,3%	2,0%	-	-	-
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,8%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,2%	2,2%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-4,8%	-4,8%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	5,7%	5,7%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-2,8%	-2,8%
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

### Cuadro 55 Peajes de transporte y distribución para 2021 del escenario de previsión de Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021

**Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2021 (A)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,4698	0,9611					0,0274	0,0206	0,0007			
3.0 TD	10,6469	9,3030	3,7513	2,8521	1,1453	1,1453	0,0185	0,0157	0,0085	0,0056	0,0003	0,0003
6.1 TD	21,2452	21,2452	11,5307	8,7160	0,5603	0,5603	0,0188	0,0155	0,0091	0,0058	0,0003	0,0003
6.2 TD	15,2725	15,2725	7,4846	6,6769	0,4590	0,4590	0,0104	0,0084	0,0049	0,0031	0,0002	0,0002
6.3 TD	11,5482	11,5482	6,3204	3,6947	0,7083	0,7083	0,0096	0,0081	0,0049	0,0023	0,0003	0,0003
6.4 TD	12,0512	9,2365	4,4426	3,3698	0,6285	0,6285	0,0088	0,0070	0,0040	0,0030	0,0002	0,0002

**Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2021 (B)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,6472	0,9539					0,028566	0,019736	0,000729			
3.0 TD	10,7691	9,3856	3,7907	2,8830	1,1389	1,1389	0,018646	0,015316	0,008357	0,005631	0,000341	0,000341
6.1 TD	19,2056	19,2056	10,4645	7,9326	0,5327	0,5327	0,018301	0,015007	0,008550	0,005714	0,000335	0,000335
6.2 TD	14,4100	14,4100	7,0804	6,3861	0,4526	0,4526	0,009895	0,008124	0,004579	0,003167	0,000191	0,000191
6.3 TD	11,1403	11,1403	6,1333	3,6741	0,6995	0,6995	0,008633	0,007224	0,004333	0,002129	0,000256	0,000256
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

**% variación (B) sobre (A)**

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0,8%	-0,8%					4,3%	-4,3%	2,0%			
3.0 TD	1,1%	0,9%	1,0%	1,1%	-0,6%	-0,6%	0,8%	-2,2%	-1,9%	0,1%	0,3%	0,3%
6.1 TD	-9,6%	-9,6%	-9,2%	-9,0%	-4,9%	-4,9%	-2,9%	-3,0%	-6,1%	-1,2%	2,1%	2,1%
6.2 TD	-5,6%	-5,6%	-5,4%	-4,4%	-1,4%	-1,4%	-4,5%	-3,7%	-7,0%	0,8%	6,1%	6,1%
6.3 TD	-3,5%	-3,5%	-3,0%	-0,6%	-1,3%	-1,3%	-10,5%	-10,5%	-12,2%	-7,0%	-3,0%	-3,0%
6.4 TD	-1,2%	-1,5%	-1,1%	-3,9%	-2,0%	-2,0%	-3,8%	-1,5%	-9,0%	-2,7%	6,3%	6,3%

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

**Cuadro 56. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2021 de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y según la previsión de cierre de 2021**

Previsión inicial 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	123.925	76.223	4.036.802	52,96
3.0 TD	20.096	33.553	799.477	23,83
6.1 TD	17.769	67.230	1.529.460	22,75
6.2 TD	4.118	23.363	255.640	10,94
6.3 TD	1.881	10.273	90.585	8,82
6.4 TD	3.402	21.330	146.901	6,89
<b>Total</b>	<b>171.192</b>	<b>231.971</b>	<b>6.858.865</b>	<b>29,57</b>

Previsión final 2021 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	124.210	76.590	4.074.255	53,20
3.0 TD	18.512	33.457	762.024	22,78
6.1 TD	19.607	67.526	1.529.460	22,65
6.2 TD	4.350	23.002	255.640	11,11
6.3 TD	1.940	10.895	90.585	8,31
6.4 TD	3.458	20.789	146.901	7,07
<b>Total</b>	<b>172.077</b>	<b>232.259</b>	<b>6.858.865</b>	<b>29,53</b>

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	0,2%	0,5%	0,9%	0,4%
3.0 TD	-7,9%	-0,3%	-4,7%	-4,4%
6.1 TD	10,3%	0,4%	0,0%	-0,4%
6.2 TD	5,6%	-1,5%	0,0%	1,6%
6.3 TD	3,1%	6,1%	0,0%	-5,7%
6.4 TD	1,6%	-2,5%	0,0%	2,6%
<b>Total</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1%</b>

Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

Por último, en el Cuadro 57, el Cuadro 58 y el Cuadro 59 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan para el cierre del ejercicio 2021 con los peajes que resultan para 2022. Se observa que los peajes de transporte y distribución resultantes para el año 2022 son siempre inferiores a los que resultan de considerar el escenario de cierre de 2021.

En el Cuadro 60 se compara las previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y facturación media que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020 dado el escenario previsto para el cierre del ejercicio 2021 y para 2022. Cabe señalar que se estima un incremento de las previsiones de potencia y energía para el ejercicio 2022 sobre las consideradas para el cierre de 2021.

**Cuadro 57. Peajes de transporte resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022**

**Peaje de transporte . Previsión final 2021 (A)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	4,1775	0,0855					0,004917	0,003391	0,000158			
3.0 TD	1,7505	1,4795	0,6559	0,5168	0,0920	0,0920	0,005546	0,004533	0,002423	0,001634	0,000122	0,000122
6.1 TD	5,8132	5,8132	3,1180	2,4026	0,1993	0,1993	0,005443	0,004441	0,002479	0,001658	0,000120	0,000120
6.2 TD	6,4194	6,4194	3,2830	2,5887	0,2338	0,2338	0,004386	0,003572	0,002117	0,001219	0,000099	0,000099
6.3 TD	6,5114	6,5114	3,3784	2,6411	0,3281	0,3281	0,005045	0,004157	0,002417	0,001514	0,000118	0,000118
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

**Peaje de transporte . Previsión inicial 2022 (B)**

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	3,5871	0,0734					0,004222	0,002903	0,000136			
3.0 TD	1,5041	1,2713	0,5636	0,4441	0,0790	0,0790	0,004746	0,003874	0,002071	0,001397	0,000104	0,000104
6.1 TD	4,9885	4,9885	2,6755	2,0615	0,1709	0,1709	0,004642	0,003789	0,002115	0,001414	0,000103	0,000103
6.2 TD	5,5616	5,5616	2,8391	2,2389	0,2006	0,2006	0,003731	0,003038	0,001800	0,001035	0,000083	0,000083
6.3 TD	5,4919	5,4919	2,8485	2,2294	0,2759	0,2759	0,004260	0,003510	0,002040	0,001278	0,000100	0,000100
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

**% variación (B) sobre (A)**

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte						Variación del término de energía del peaje de transporte					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-14%	-14%					-14%	-14%	-14%			
3.0 TD	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%	-15%
6.1 TD	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%	-14%	-14%
6.2 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-15%	-15%	-15%	-15%	-16%	-16%
6.3 TD	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-16%	-15%	-15%
6.4 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-17%	-16%	-17%	-17%	-16%	-16%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

### Cuadro 58. Peajes de distribución resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022

Peajes de distribución. Previsión final 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4696	0,8684					0,023648	0,016345	0,000570			
3.0 TD	9,0186	7,9061	3,1348	2,3661	1,0470	1,0470	0,013100	0,010783	0,005934	0,003997	0,000219	0,000219
6.1 TD	13,3924	13,3924	7,3465	5,5300	0,3333	0,3333	0,012858	0,010566	0,006071	0,004056	0,000215	0,000215
6.2 TD	7,9907	7,9907	3,7974	3,7974	0,2188	0,2188	0,005509	0,004552	0,002462	0,001948	0,000092	0,000092
6.3 TD	4,6289	4,6289	2,7549	1,0329	0,3713	0,3713	0,003588	0,003067	0,001916	0,000615	0,000138	0,000138
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Peajes de distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	19,4012	0,8655					0,023565	0,016243	0,000567			
3.0 TD	8,9898	7,8812	3,1249	2,3586	1,0438	1,0438	0,013006	0,010693	0,005884	0,003964	0,000217	0,000217
6.1 TD	13,3323	13,3323	7,3131	5,5044	0,3316	0,3316	0,012722	0,010458	0,006010	0,004014	0,000213	0,000213
6.2 TD	8,0313	8,0313	3,8099	3,8099	0,2178	0,2178	0,005437	0,004491	0,002428	0,001919	0,000091	0,000091
6.3 TD	4,5292	4,5292	2,6947	1,0115	0,3622	0,3622	0,003514	0,003005	0,001876	0,000602	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de distribución						Variación del término de energía del peaje de distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	0%	0%					0%	-1%	-1%			
3.0 TD	0%	0%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
6.1 TD	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
6.2 TD	1%	1%	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-2%	-2%
6.3 TD	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%	-2%
6.4 TD												

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de y Memoria de la Resolución

### Cuadro 59. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2021 con la previsión de cierre de 2021 y para 2022

Peaje de transporte y distribución. Previsión final 2021 (A)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	23,6472	0,9539					0,028566	0,019736	0,000729			
3.0 TD	10,7691	9,3856	3,7907	2,8830	1,1389	1,1389	0,018646	0,015316	0,008357	0,005631	0,000341	0,000341
6.1 TD	19,2056	19,2056	10,4645	7,9326	0,5327	0,5327	0,018301	0,015007	0,008550	0,005714	0,000335	0,000335
6.2 TD	14,4100	14,4100	7,0804	6,3861	0,4526	0,4526	0,009895	0,008124	0,004579	0,003167	0,000191	0,000191
6.3 TD	11,1403	11,1403	6,1333	3,6741	0,6995	0,6995	0,008633	0,007224	0,004333	0,002129	0,000256	0,000256
6.4 TD	11,9040	9,0962	4,3946	3,2385	0,6158	0,6158	0,008439	0,006877	0,003669	0,002914	0,000186	0,000186

Peaje de transporte y distribución. Previsión inicial 2022 (B)

Grupo tarifario	Término de potencia del peaje de transporte y distribución (€/kW año)						Término de energía del peaje de transporte y distribución (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	22,9883	0,9389					0,027787	0,019147	0,000703			
3.0 TD	10,4939	9,1525	3,6885	2,8027	1,1228	1,1228	0,017752	0,014567	0,007955	0,005361	0,000321	0,000321
6.1 TD	18,3208	18,3208	9,9886	7,5659	0,5026	0,5026	0,017364	0,014247	0,008124	0,005428	0,000315	0,000315
6.2 TD	13,5929	13,5929	6,6490	6,0488	0,4184	0,4184	0,009168	0,007529	0,004228	0,002954	0,000174	0,000174
6.3 TD	10,0211	10,0211	5,5432	3,2410	0,6381	0,6381	0,007774	0,006515	0,003917	0,001880	0,000235	0,000235
6.4 TD	10,3144	7,8941	3,7972	2,7953	0,5281	0,5281	0,007046	0,005743	0,003063	0,002433	0,000156	0,000156

% variación (B) sobre (A)

Grupo tarifario	Variación del término de potencia del peaje de transporte y distribución						Variación del término de energía del peaje de transporte y distribución					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 TD	-3%	-2%					-3%	-3%	-4%			
3.0 TD	-3%	-2%	-3%	-3%	-1%	-1%	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%
6.1 TD	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%	-5%	-5%	-5%	-5%	-6%	-6%
6.2 TD	-6%	-6%	-6%	-5%	-8%	-8%	-7%	-7%	-8%	-7%	-9%	-9%
6.3 TD	-10%	-10%	-10%	-12%	-9%	-9%	-10%	-10%	-10%	-12%	-8%	-8%
6.4 TD	-13%	-13%	-14%	-14%	-14%	-14%	-17%	-16%	-17%	-17%	-16%	-16%

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de y Memoria de la Resolución

**Cuadro 60. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2021 y 2022**

Previsión final 2021 (A)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	124.210	76.590	4.074.255	53,20
3.0 TD	18.512	33.457	762.024	22,78
6.1 TD	19.607	67.526	1.529.460	22,65
6.2 TD	4.350	23.002	255.640	11,11
6.3 TD	1.940	10.895	90.585	8,31
6.4 TD	3.458	20.789	146.901	7,07
<b>Total</b>	<b>172.077</b>	<b>232.259</b>	<b>6.858.865</b>	<b>29,53</b>

Previsión inicial 2022 (B)				
Peaje T&D	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)	Facturación media peaje de T&D (€/MWh)
2.0 TD	125.318	77.422	3.998.004	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	745.032	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	1.473.545	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	241.270	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	83.699	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	127.297	5,90
<b>Total</b>	<b>173.542</b>	<b>236.370</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

% variación (B) sobre (A)				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	0,9%	1,1%	-1,9%	-2,9%
3.0 TD	0,6%	2,0%	-2,2%	-4,1%
6.1 TD	1,0%	1,5%	-3,7%	-5,1%
6.2 TD	0,1%	2,2%	-5,6%	-7,6%
6.3 TD	2,8%	2,7%	-7,6%	-10,0%
6.4 TD	0,1%	3,8%	-13,3%	-16,5%
<b>Total</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,8%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-4,5%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 18 de marzo de 2021 y Memoria de la Resolución

De los análisis anteriores cabe concluir que la variación de los peajes del ejercicio 2022 está determinada por la evolución de las previsiones de las variables de facturación previstas para 2022 y por la reducción de la retribución de transporte a recuperar con cargo a los peajes de dicho ejercicio.

#### **6.8. Análisis de las variaciones de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio**

De acuerdo con las mejores prácticas regulatorias y conforme al artículo 13 de la Circular 3/2020, en el presente epígrafe se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio.

La retribución del transporte y la distribución prevista para los ejercicios 2023-2025 resultan de aplicar la metodología Circular 5/2019 y 6/2019, teniendo en cuenta la puesta en servicio de las instalaciones consideradas en los planes de inversión y en las previsiones del PNIEC, según la información disponible en CNMC.

Se indica que en el cálculo de los peajes hasta el final del periodo regulatorio se han mantenido los balances de potencia y energía y las participaciones en punta, ya que no ha sido posible anticipar la respuesta de los consumidores a la definición de los nuevos periodos horarios y a la señal de precios que resulta de la metodología. En consecuencia, las variaciones registradas en los peajes de transporte y distribución obedecen a las variaciones de la retribución del transporte y la distribución y a la demanda prevista para cada uno de los ejercicios.

En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis implícitas en las previsiones de demanda para el periodo 2021-2025.

En el Cuadro 61 se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar el impacto de la resolución de lesividad sobre la retribución de ejercicios posteriores, con objeto de ilustrar el impacto de las Circulares 5/2019, 6/2019 y 3/2020 sobre la evolución de los peajes. Cabe señalar la reducción relevante en 2024 de los peajes de transporte como consecuencia de la salida de la base regulatoria de activos de las instalaciones de transporte anteriores a 1998. Este último hecho afecta en mayor medida a los consumidores conectados en la red de transporte que verán reducido su peaje en un 19,8% respecto del ejercicio 2023.

**Cuadro 61. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio sin considerar el impacto de la lesividad**

	2022	2023	2024	2025
<b>Retribución redes (miles €)</b>	<b>6.668.847</b>	<b>6.732.829</b>	<b>6.579.763</b>	<b>6.730.597</b>
Transporte	1.413.260	1.372.608	1.103.914	1.145.503
Distribución	5.255.587	5.360.221	5.475.849	5.585.095
<b>% variación retribución</b>	<b>-2,8%</b>	<b>1,0%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>2,3%</b>
Transporte	-13,3%	-2,9%	-19,6%	3,8%
Distribución	0,5%	2,0%	2,2%	2,0%
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>236.370</b>	<b>239.795</b>	<b>242.420</b>	<b>244.293</b>
2.0 TD	77.422	77.210	77.080	77.052
3.0 TD	34.127	35.220	36.060	36.669
6.1 TD	68.569	69.837	71.046	71.878
6.2 TD	23.498	24.181	24.609	24.921
6.3 TD	11.185	11.528	11.753	11.926
6.4 TD	21.570	21.820	21.872	21.847
<b>Peajes T&amp;D (miles €)</b>	<b>6.668.847</b>	<b>6.732.829</b>	<b>6.579.763</b>	<b>6.725.179</b>
2.0 TD	3.998.004	4.041.608	4.000.774	4.081.844
3.0 TD	745.032	759.740	747.522	766.037
6.1 TD	1.473.545	1.483.425	1.431.050	1.465.134
6.2 TD	241.270	241.295	225.774	231.637
6.3 TD	83.699	83.126	75.210	77.347
6.4 TD	127.297	123.636	99.433	103.180
<b>Peajes T&amp;D (€/MWh)</b>	<b>28,21</b>	<b>28,08</b>	<b>27,14</b>	<b>27,53</b>
2.0 TD	51,64	52,35	51,90	52,98
3.0 TD	21,83	21,57	20,73	20,89
6.1 TD	21,49	21,24	20,14	20,38
6.2 TD	10,27	9,98	9,17	9,29
6.3 TD	7,48	7,21	6,40	6,49
6.4 TD	5,90	5,67	4,55	4,72
<b>% variación Peajes T&amp;D</b>	<b>-4,6%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-3,3%</b>	<b>1,4%</b>
2.0 TD	-2,5%	1,4%	-0,8%	2,1%
3.0 TD	-8,4%	-1,2%	-3,9%	0,8%
6.1 TD	-5,5%	-1,2%	-5,2%	1,2%
6.2 TD	-6,2%	-2,8%	-8,1%	1,3%
6.3 TD	-15,1%	-3,6%	-11,3%	1,3%
6.4 TD	-14,3%	-4,0%	-19,8%	3,9%

Fuente: CNMC

## 7. OTRAS DISPOSICIONES

### 7.1. Acreditación del punto de recarga del vehículo eléctrico de acceso público

La disposición adicional segunda de la Circular 3/2020 introduce un peaje específico opcional de aplicación a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso, para lo que el titular de punto de suministro deberá acreditar:

- a) Que el punto de suministro será de utilización exclusiva para la recarga de vehículos eléctricos.
- b) Que el punto de recarga será de acceso público.

Teniendo en cuenta lo anterior, el punto tercero de la Resolución de 18 de marzo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021, incluyó tanto los requisitos necesarios para la acreditación de los requisitos anteriores, como el procedimiento de refacturación aplicable en el caso que se detecte un incumplimiento de dichos requisitos.

En la resolución correspondiente al ejercicio 2022, se reitera la redacción incluida en la Resolución de 18 de marzo de 2021, al objeto que toda la regulación aplicable a un ejercicio se encuentre en una única resolución, lo que facilita la comprensión por parte de los agentes de la normativa aplicable e incrementa la seguridad jurídica.

### 7.2. Habilitación para la modificación de los peajes

Teniendo en consideración la estimación que se realiza de la retribución del transporte y de la distribución previstas para el ejercicio 2022, cuyo importe definitivo dependerá de la ejecución de las resoluciones judiciales dictadas previa tramitación de sendos procedimientos de lesividad, se considera oportuno incluir en la resolución la posibilidad de modificar los peajes con posterioridad a su aplicación, con objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema.

## **ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2025**

## ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2021-2025

En el presente Anexo se detallan las hipótesis consideradas para realizar las previsiones de demanda en b.c. y en consumo para el periodo regulatorio.

A los efectos, la CNMC solicitó, el pasado mes de mayo, al Operador de Sistema (OS) previsiones de la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el periodo 2021-2030, especificando las hipótesis de actividad económica, laboralidad y temperatura implícitas en dichas previsiones.

Asimismo, se solicitó 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 2021 a 2030.

En los siguientes epígrafes se detallan las previsiones de las variables de facturación para el cierre del ejercicio 2021 y 2022, así como la evolución prevista hasta el final de periodo regulatorio.

### 1. Previsión de cierre 2021

#### 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 2020, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre 2020-septiembre 2021) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2021. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2021, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 256.396 GWh, un 2,6% superior a la demanda en b.c. registrada en 2020 (249.991 GWh) y similar a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (256.337 GWh).

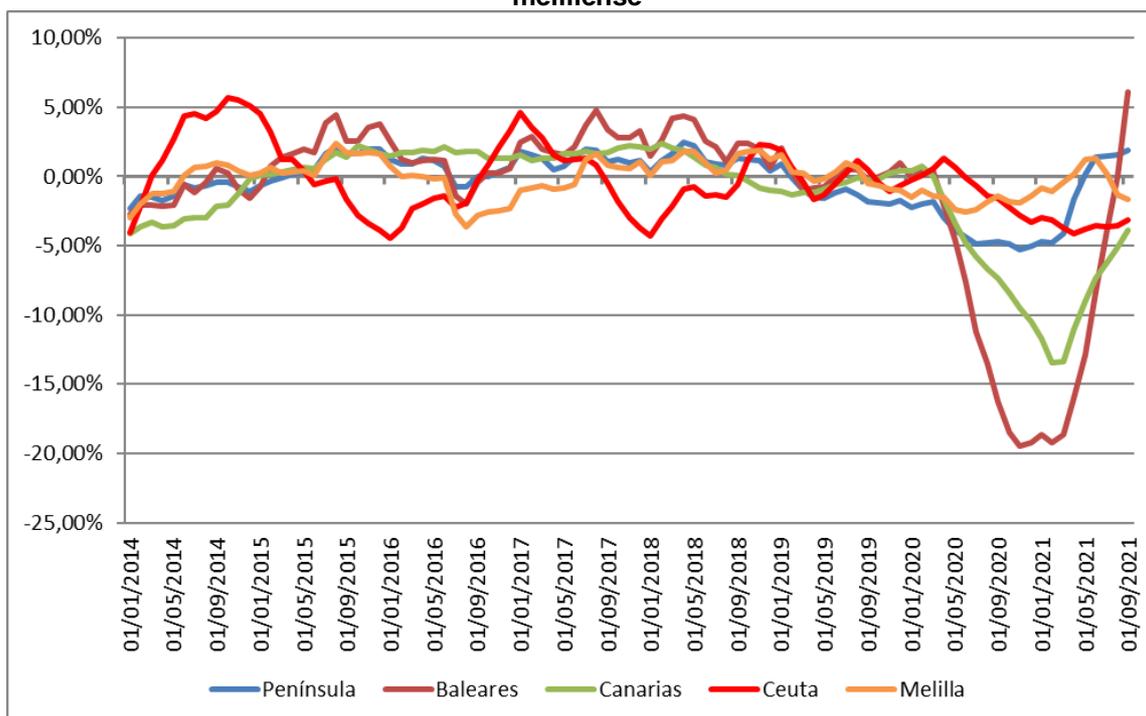
La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2021 se explica por el incremento de la demanda en b.c. en península, Baleares, Ceuta y Melilla, consecuencia de la recuperación del impacto de la pandemia por COVID-19. En particular, el OS prevé un mantenimiento de la demanda del sistema canario y, un incremento de la demanda en el subsistema peninsular del 2,5%, en el subsistema balear del 8,2%, en el subsistema ceutí del 0,3% y en el subsistema melillense del 0,5%. Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2021 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (a septiembre de 2021) en los subsistemas peninsular (1,9%) balear (6,1%), canario (-3,9%), ceutí (-3,1%) y melillense (-1,6%) (véanse Cuadro I. 1 y Gráfico I.1).

**Cuadro I. 1 Demanda en b.c. de 2020, 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 2021**

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2020 - sept 2021)			Previsión OS de cierre 2021		
		GWh	% variación respecto 2020	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses
<b>Peninsular</b>	<b>236.697</b>	<b>242.638</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,9%</b>	<b>242.698</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,0%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>13.294</b>	<b>13.699</b>	<b>3,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>13.698</b>	<b>3,0%</b>	<b>0,0%</b>
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.345	8,2%	-1,1%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.944	0,0%	0,7%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	200	0,3%	1,7%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	209	0,5%	1,7%
<b>Total Nacional</b>	<b>249.991</b>	<b>256.337</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,8%</b>	<b>256.396</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,0%</b>

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. Septiembre 2021).

## 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 2021. Según dichas previsiones, en 2021 se producirá un incremento de la demanda, respecto de la registrada en 2020, en los subsistemas peninsular (+3,2%), balear (+8,2%) y melillense (+1,1%), un mantenimiento de la demanda en el subsistema ceutí, y una reducción del -0,1% en el subsistema canario. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2021 (232.069 GWh) supone un incremento respecto de la demanda registrada en 2020 (224.851 GWh) del 3,2%.

Por grupos tarifarios, se observa que en el sistema peninsular la demanda de los consumidores de alta tensión (+4,4%) se incrementará en mayor medida que la de los consumidores de baja tensión (+1,8%), mientras que en los subsistemas extrapeninsulares en los que se incrementa la demanda (Baleares y Melilla) se prevé un mayor incremento de la demanda de los consumidores de baja tensión (Baleares 10,4%, Melilla 1,7%) que la de los consumidores de alta tensión (Baleares 0,2%, Melilla 0,0%).

Según la previsión de las empresas el incremento de la demanda en consumo (3,2%) será superior a la prevista por el Operador del sistema para el cierre de 2021 (2,6%) y también superior al aumento registrado por la demanda en b.c. durante los últimos doce meses (octubre 20 – septiembre 21) (1,8%).

**Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2021 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2020 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>99.153</b>	<b>3.575</b>	<b>4.642</b>	<b>117</b>	<b>132</b>	<b>107.619</b>
2.0 A	35.351	898	1.554	61	75	37.938
2.0 A DHA	28.071	1.130	1.245	4	3	30.453
2.0 A DHS	105	17	33	0	0	155
2.1 A	2.773	113	180	5	7	3.078
2.1 A DHA	3.759	160	195	0	2	4.115
2.1 A DHS	17	2	6	-	-	25
3.0 A	29.077	1.256	1.430	48	45	31.855
<b>Alta tensión</b>	<b>113.334</b>	<b>980</b>	<b>2.794</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>117.231</b>
3.1 A (1-30 kV)	13.287	267	621	8	17	14.201
3.1 A (30-36 kV)	202	-	-	-	-	202
6.1 A	47.936	633	2.058	47	50	50.725
6.2	21.639	79	114	-	-	21.833
6.3	10.418	-	0	-	-	10.418
6.4 (1)	19.851	-	-	-	-	19.851
<b>Total</b>	<b>212.487</b>	<b>4.555</b>	<b>7.436</b>	<b>173</b>	<b>199</b>	<b>224.851</b>
	Previsión de cierre 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>100.978</b>	<b>3.945</b>	<b>4.635</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>109.810</b>
2.0 A	33.564	832	1.394	61	75	35.926
2.0 A DHA	30.436	1.491	1.369	4	6	33.307
2.0 A DHS	152	36	78	0	0	265
2.1 A	2.662	104	148	5	7	2.926
2.1 A DHA	3.887	176	211	0	2	4.275
2.1 A DHS	23	4	11	-	-	38
3.0 A	30.254	1.303	1.423	48	45	33.072
<b>Alta tensión</b>	<b>118.363</b>	<b>982</b>	<b>2.791</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>122.260</b>
3.1 A (1-30 kV)	13.651	267	623	8	18	14.568
3.1 A (30-36 kV)	210	-	-	-	-	210
6.1 A	49.853	632	2.020	47	50	52.603
6.2	22.991	83	147	-	-	23.221
6.3	10.749	-	0	-	-	10.749
6.4 (1)	20.909	-	0	-	-	20.909
<b>Total</b>	<b>219.341</b>	<b>4.927</b>	<b>7.426</b>	<b>173</b>	<b>202</b>	<b>232.069</b>
	% variación 2021 sobre 2020					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>1,8%</b>	<b>10,4%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,0%</b>
2.0 A	-5,1%	-7,3%	-10,3%	0,0%	-0,4%	-5,3%
2.0 A DHA	8,4%	31,9%	10,0%	0,0%	87,0%	9,4%
2.0 A DHS	44,2%	116,3%	133,7%	0,0%	32,4%	71,1%
2.1 A	-4,0%	-7,9%	-17,4%	0,0%	-1,8%	-4,9%
2.1 A DHA	3,4%	10,5%	8,1%	0,0%	9,3%	3,9%
2.1 A DHS	38,4%	92,5%	79,5%	0,0%	-	53,0%
3.0 A	4,0%	3,7%	-0,4%	0,0%	-0,6%	3,8%
<b>Alta tensión</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>4,3%</b>
3.1 A (1-30 kV)	2,7%	-0,1%	0,4%	0,0%	2,5%	2,6%
3.1 A (30-36 kV)	3,8%	-	-	-	-	3,8%
6.1 A	4,0%	-0,2%	-1,9%	0,0%	-0,9%	3,7%
6.2	6,2%	5,2%	28,6%	-	-	6,4%
6.3	3,2%	-	15,0%	-	-	3,2%
6.4 (1)	5,3%	-	-	-	-	5,3%
<b>Total</b>	<b>3,2%</b>	<b>8,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,1%</b>	<b>3,2%</b>

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 2021 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 conforme a la estructura de peajes del Real Decreto 1164/2001. Se observa que, con carácter general, no se producen diferencias significativas en la distribución del consumo por periodo horario, excepto para el período 5 del peaje 6.4.

**Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2021 desagregado por peaje de acceso y periodo horario. Sistema Nacional**

Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2021						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>63.527</b>	<b>37.934</b>	<b>8.349</b>	-	-	-
2.0A	35.926	-	-	-	-	-
2.0 DHA	16.179	17.127	-	-	-	-
2.0 DHS	115	88	63	-	-	-
2.1A	2.926	-	-	-	-	-
2.1 DHA	1.790	2.485	-	-	-	-
2.1 DHS	16	14	9	-	-	-
3.0 A	6.575	18.220	8.277	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>11.570</b>	<b>17.413</b>	<b>11.978</b>	<b>10.190</b>	<b>13.238</b>	<b>57.870</b>
3.1 A	2.971	5.939	5.868	-	-	-
6.1 A	4.728	6.033	3.246	5.303	6.729	26.564
6.2	1.803	2.470	1.307	2.167	2.966	12.509
6.3	740	1.024	538	922	1.280	6.245
6.4 (1)	1.329	1.947	1.019	1.799	2.263	12.553
<b>Total</b>	<b>75.098</b>	<b>55.347</b>	<b>20.326</b>	<b>10.190</b>	<b>13.238</b>	<b>57.870</b>

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	100,0%					
2.0A	48,6%	51,4%				
2.0 DHA	43,2%	33,1%	23,8%			
2.0 DHS	100,0%					
2.1A	41,9%	58,1%				
2.1 DHA	41,1%	35,8%	23,1%			
2.1 DHS	19,9%	55,1%	25,0%			
3.0 A	20,1%	40,2%	39,7%			
3.1 A	9,0%	11,5%	6,2%	10,1%	12,8%	50,5%
6.1 A	7,8%	10,6%	5,6%	9,3%	12,8%	53,9%
6.2	6,9%	9,5%	5,0%	8,6%	11,9%	58,1%
6.3	6,4%	9,3%	4,9%	8,6%	10,8%	60,0%
6.4 (1)						

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jun 20-mayo 21) por periodo horario (%)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	100,0%					
2.0A	48,8%	51,2%				
2.0 DHA	43,1%	33,8%	23,1%			
2.0 DHS	100,0%					
2.1A	42,0%	58,0%				
2.1 DHA	41,6%	35,7%	22,7%			
2.1 DHS	19,9%	55,3%	24,9%			
3.0 A	20,2%	40,2%	39,6%			
3.1 A	8,7%	11,1%	6,0%	9,9%	13,0%	51,3%
6.1 A	7,8%	10,7%	5,8%	9,6%	12,5%	53,7%
6.2	6,8%	9,5%	5,2%	8,9%	11,7%	57,8%
6.3	6,1%	9,2%	5,0%	9,0%	11,9%	58,8%
6.4 (1)						

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	0,0%					
2.0A	-0,4%	0,4%				
2.0 DHA	0,2%	-2,2%	2,9%			
2.0 DHS	0,0%					
2.1A	-0,3%	0,2%				
2.1 DHA	-1,2%	0,3%	1,7%			
2.1 DHS	0,1%	-0,3%	0,6%			
3.0 A	-0,4%	0,0%	0,2%			
3.1 A	3,2%	3,6%	2,4%	2,3%	-1,6%	-1,6%
6.1 A	-0,1%	-0,3%	-3,1%	-3,1%	2,6%	0,3%
6.2	0,6%	-0,1%	-3,3%	-3,3%	1,5%	0,5%
6.3	4,4%	1,2%	-2,0%	-4,0%	-9,4%	2,0%
6.4 (1)						

Fuente: Empresas y SINCRO  
(1) Incluye Traspase 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 2021, desagregado por peaje de acceso y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras para el cierre de 2021. Con carácter general, la potencia contratada por período horario aumenta, respecto de la registrada en 2020, en todos los niveles de tensión, excepto en los períodos 1 y 2 del peaje 3.1A (1-30 kV), el periodo 2 del peaje 3.0 y los peajes de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW sin discriminación horaria (peajes 2.0A y 2.1A).

Cabe señalar que las variaciones de potencia contratada de los consumidores de baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, son consecuencia del traspaso que se viene produciendo desde tarifas sin discriminación horaria a tarifas con discriminación horaria.

**Cuadro I.4. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2021 desagregadas por peaje de acceso. Sistema Nacional**

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>143.538</b>	<b>142.622</b>	<b>19.854</b>	<b>20.462</b>	-	-	-
2.0 A	69.823	69.823					
2.0 A DHA	44.615	44.615					
2.0 A DHS	181	181					
2.1 A	5.536	5.536					
2.1 A DHA	4.178	4.178					
2.1 A DHS	24	24					
3.0 A	19.181	18.265	19.854	20.462			
<b>Alta tensión</b>	<b>26.652</b>	<b>24.614</b>	<b>26.004</b>	<b>27.651</b>	<b>20.692</b>	<b>22.027</b>	<b>31.555</b>
3.1 A (1-30 kV)	5.848	5.444	6.181	7.259			
3.1 A (30-36 kV)	87	80	92	115			
6.1 A	11.455	10.721	10.890	11.116	11.214	11.769	18.131
6.2	4.167	3.883	4.026	4.114	4.137	4.411	5.929
6.3	1.703	1.558	1.638	1.669	1.738	1.867	2.399
6.4 (1)	3.392	2.928	3.177	3.377	3.602	3.980	5.096
<b>Total</b>	<b>170.190</b>	<b>167.236</b>	<b>45.858</b>	<b>48.112</b>	<b>20.692</b>	<b>22.027</b>	<b>31.555</b>

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2021					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>143.417</b>	<b>142.473</b>	<b>19.840</b>	<b>21.317</b>	-	-	-
2.0 A	64.533	64.533					
2.0 A DHA	49.569	49.569					
2.0 A DHS	317	317					
2.1 A	5.095	5.095					
2.1 A DHA	4.377	4.377					
2.1 A DHS	39	39					
3.0 A	19.487	18.543	19.840	21.317			
<b>Alta tensión</b>	<b>27.774</b>	<b>25.778</b>	<b>27.069</b>	<b>29.178</b>	<b>21.932</b>	<b>22.907</b>	<b>32.543</b>
3.1 A (1-30 kV)	5.728	5.335	5.941	7.571			
3.1 A (30-36 kV)	87	80	92	115			
6.1 A	11.893	11.174	11.335	11.561	11.664	12.113	18.612
6.2	4.416	4.154	4.307	4.366	4.391	4.570	6.138
6.3	1.994	1.841	1.942	1.970	2.048	2.139	2.676
6.4 (1)	3.657	3.193	3.453	3.594	3.828	4.085	5.117
<b>Total</b>	<b>171.191</b>	<b>168.251</b>	<b>46.909</b>	<b>50.494</b>	<b>21.932</b>	<b>22.907</b>	<b>32.543</b>

	Potencia facturada (MW)	%variación previsión de cierre 2021 sobre 2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>4,2%</b>			
2.0 A	-7,6%	-7,6%					
2.0 A DHA	11,1%	11,1%					
2.0 A DHS	74,8%	74,8%					
2.1 A	-8,0%	-8,0%					
2.1 A DHA	4,8%	4,8%					
2.1 A DHS	59,7%	59,7%					
3.0 A	1,6%	1,5%	-0,1%	4,2%			
<b>Alta tensión</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,7%</b>	<b>4,1%</b>	<b>5,5%</b>	<b>6,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>3,1%</b>
3.1 A (1-30 kV)	-2,1%	-2,0%	-3,9%	4,3%			
3.1 A (30-36 kV)	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%			
6.1 A	3,8%	4,2%	4,1%	4,0%	4,0%	2,9%	2,7%
6.2	6,0%	7,0%	7,0%	6,1%	6,1%	3,6%	3,5%
6.3	17,1%	18,1%	18,5%	18,0%	17,9%	14,6%	11,6%
6.4	7,8%	9,1%	8,7%	6,4%	6,3%	2,6%	0,4%
<b>Total</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>2,3%</b>	<b>5,0%</b>	<b>6,0%</b>	<b>4,0%</b>	<b>3,1%</b>

Fuente: Empresas y SINCRO

(1) Incluye Traspase Tajo-Segura

Adicionalmente en el Cuadro I.5 y Cuadro I.6 se muestran las previsiones de las empresas de consumo y de potencia por periodo horario conforme a la estructura de la Circular 2/2020.

**Cuadro I.5 Previsión de las empresas distribuidoras del consumo para el cierre de 2021 desagregado por peaje de acceso y periodo horario conforme a la estructura de la Circular 3/2020. Sistema Nacional**

	Consumo por periodo horario (GW). Previsión de cierre 2021					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>25.351</b>	<b>24.632</b>	<b>40.111</b>	<b>4.587</b>	<b>1.687</b>	<b>13.165</b>
2.0 TD	21.051	19.914	35.773	-	-	-
3.0 TD	4.299	4.716	4.336	4.585	1.685	13.161
3.0 TDVE	2	2	2	2	2	4
<b>Alta tensión</b>	<b>11.982</b>	<b>14.804</b>	<b>13.411</b>	<b>15.516</b>	<b>6.758</b>	<b>59.788</b>
6.1 TD	7.248	8.633	7.910	9.045	3.799	30.548
6.1 TDVE	3	2	2	4	4	6
6.2 TD	2.263	2.864	2.533	2.890	1.249	11.601
6.3 TD	910	1.172	1.082	1.278	564	5.743
6.4 TD	1.559	2.132	1.885	2.300	1.143	11.891
<b>Total</b>	<b>37.333</b>	<b>39.435</b>	<b>53.522</b>	<b>20.103</b>	<b>8.446</b>	<b>72.953</b>

Fuente: Empresas

**Cuadro I.6. Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas por periodo horario para el cierre de 2021 desagregadas por peaje de acceso conforme a la estructura de la Circular 3/2020. Sistema Nacional**

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2021 Estructura Circular 3/2020					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>132.271</b>	<b>141.756</b>	<b>147.997</b>	<b>19.206</b>	<b>19.182</b>	<b>19.185</b>	<b>21.231</b>
2.0 TD	115.097	123.929	128.864	-	-	-	-
3.0 TD	17.171	17.825	19.131	19.204	19.180	19.182	21.229
3.0 TDVE	2	2	2	2	2	2	2
<b>Alta tensión</b>	<b>28.579</b>	<b>28.319</b>	<b>29.640</b>	<b>30.185</b>	<b>30.403</b>	<b>31.238</b>	<b>39.806</b>
6.1 TD	18.860	19.056	19.904	20.115	20.153	20.472	25.856
6.1 TDVE	1	1	1	1	1	1	1
6.2 TD	4.340	4.227	4.407	4.496	4.406	4.591	6.163
6.3 TD	1.918	1.841	1.915	1.945	1.972	2.047	2.585
6.4 TD	3.460	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201
<b>Total</b>	<b>160.850</b>	<b>170.075</b>	<b>177.637</b>	<b>49.391</b>	<b>49.585</b>	<b>50.423</b>	<b>61.038</b>

Fuente: Empresas

### 1.3 Previsión de la CNMC para el cierre de 2021

Según el Informe trimestral de la economía española para el tercer trimestre de 2021 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 2021 en el 2,7%, magnitud similar a la observada en el segundo trimestre que experimentó un 2,8%.

Según todas las estimaciones, la economía española experimentará una significativa recuperación en 2021.

El Banco de España espera que el crecimiento del PIB alcance el 6,3% en el conjunto de 2021<sup>14</sup>, como consecuencia del proceso de mejora de la situación epidemiológica a escala nacional y global. La previsión de crecimiento de 2022 se sitúa en el 5,9% motivado por el pronunciado dinamismo que la economía viene presentando desde el segundo trimestre de este año que dará lugar a un efecto de arrastre significativo sobre la tasa media de variación del PIB en 2022.

Según otras estimaciones el PIB en 2021 podría experimentar un incremento de entre un 4,6% y un 6,8%. En concreto, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)<sup>15</sup> estima un incremento del 6,8%, el Gobierno de España<sup>16</sup> estima un crecimiento del 6,5%, la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)<sup>17</sup> y el Banco de España prevén un crecimiento del PIB del 6,3%, la Unión Europea prevé un incremento del 4,6%<sup>18</sup>, y finalmente el Fondo Monetario Internacional (FMI)<sup>19</sup> prevé un crecimiento del 5,7%.

Para el año 2022 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un crecimiento que podría oscilar entre el 7% previsto por el Gobierno de España o el 6,6% previsto por OCDE, y el 6,4% previsto por el FMI, el 5,9% estimado por el Banco de España o el 5,8% previsto por FUNCAS, y el 5,5% previsto por la Unión Europea.

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

---

<sup>14</sup> Véase ESCENARIOS MACROECONÓMICOS PARA LA ECONOMÍA ESPAÑOLA (2020-2022) actualizado a septiembre de 2021, disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletInEconomico/21/T3/Fich/be2103-it-Rec1.pdf>

<sup>15</sup> Véase OECD Economic Outlook, Interim Report (September 2021) <https://www.oecd-ilibrary.org/deliver/490d4832-en.pdf?itemId=%2Fcontent%2Fpublication%2F490d4832-en&mimeType=pdf>

<sup>16</sup> Véase Previsiones Macroeconómicas del Gobierno de España de 21 de septiembre de 2021 [https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/210921-situacion\\_macro.pdf](https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2021/210921-situacion_macro.pdf)

<sup>17</sup> Véase Previsiones para la economía española 2020-2021 actualizado a julio de 2021, disponible en <https://www.funcas.es/textointegro/previsiones-economicas-para-espana-2021-2022>

<sup>18</sup> Véase European Economic Forecast de otoño de 2021, actualizadas a noviembre de 2021 disponibles en: [https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/economy-finance/ip160\\_en\\_0.pdf](https://ec.europa.eu/info/sites/default/files/economy-finance/ip160_en_0.pdf)

<sup>19</sup> Véase WORLD ECONOMIC OUTLOOK Recovery during a pandemic, October 2021 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2021/October/English/text.ashx>

No obstante, el gobernador del Banco de España en su comparecencia ante la Comisión de Presupuestos del Congreso de los Diputados<sup>20</sup>, el pasado 25 de octubre de 2021, anunció que en diciembre de 2021 publicarían una nueva previsión de crecimiento que incorporaría “[...] una revisión significativa a la baja del crecimiento del año corriente en España [...]” y “[...] en menor medida, también de la del 2022.”, indicando que en las previsiones de *Consensus Forecast* en octubre de 2021 los panelistas habían revisado a la baja el crecimiento de la economía en 5 décimas hasta el 5,6%. Dichas revisiones son consecuencia tanto de la revisión a la baja de la estimación de crecimiento intertrimestral del PIB en el segundo trimestre de 2021, que pasó del 2,8% al 1,1%, como de las alteraciones en las cadenas globales de suministros y el encarecimiento del coste de algunos bienes intermedios, como la energía.

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.7, Gráfico I.2, Cuadro I.8, Gráfico I.3, Cuadro I.9 y Gráfico I.4), se estima que se producirá un incremento tanto de la demanda de los consumidores de baja tensión, como de los conectados en alta tensión, si bien en mayor medida de estos últimos, como consecuencia de la recuperación económica.

**Cuadro I.7. Evolución de la demanda nacional en b.c.**

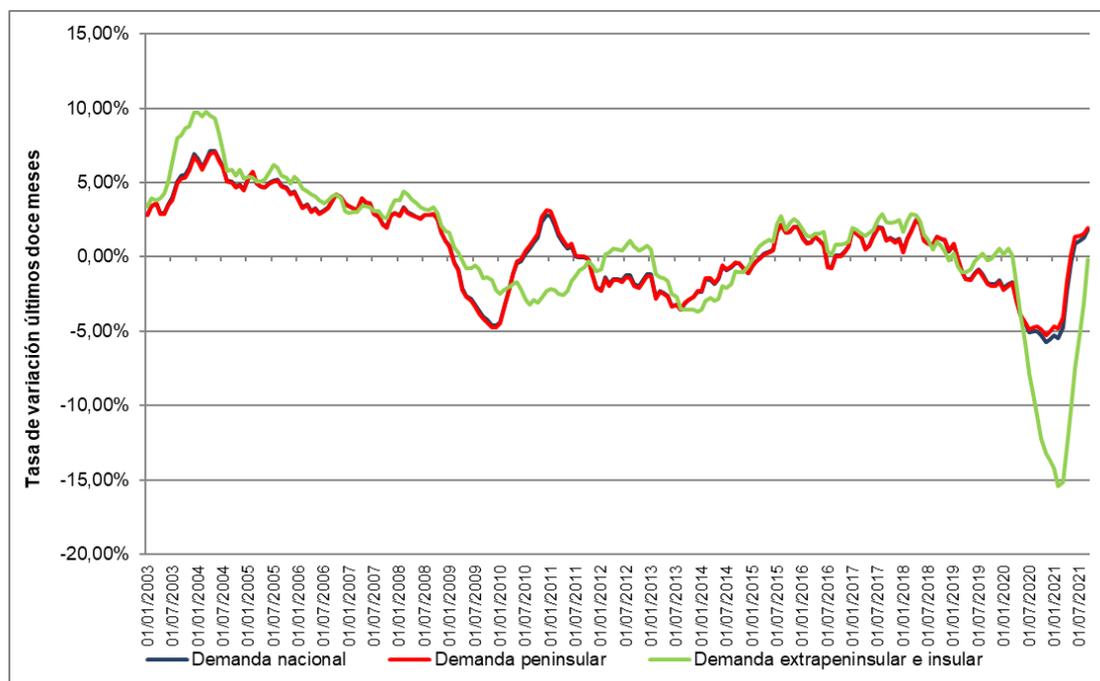
Mes	GWh			% Variación s/mismo mes año anterior		% Variación s/acumulado anual		% Variación s/últimos 12 meses	
	2019	2020	2021	20 s/ 19	21 s/ 20	20 s/ 19	21 s/ 20	20 s/ 19	21 s/ 20
Enero	24.566	23.826	23.905	-3,01	0,33	-3,01	0,33	-2,12	-5,25
Febrero	21.281	20.981	20.181	-1,41	-3,81	-2,27	-1,61	-1,80	-5,44
Marzo	21.936	20.927	21.812	-4,60	4,23	-3,02	0,25	-1,68	-4,74
Abril	20.692	17.061	19.931	-17,55	16,82	-6,42	3,67	-2,89	-2,30
Mayo	21.134	18.308	20.340	-13,37	11,10	-7,76	5,01	-3,89	-0,43
Junio	21.259	19.350	20.716	-8,98	7,06	-7,96	5,34	-4,48	0,86
Julio	24.224	23.192	22.720	-4,26	-2,03	-7,38	4,15	-5,07	1,08
Agosto	22.711	22.060	21.998	-2,87	-0,28	-6,80	3,56	-5,03	1,32
Septiembre	21.298	20.499	20.946	-3,75	2,18	-6,48	3,41	-5,03	1,81
Octubre	21.455	20.675		-3,63		-6,20		-5,28	
Noviembre	21.998	20.688		-5,95		-6,18		-5,76	
Diciembre	22.111	22.423		1,41		-5,54		-5,54	
<b>Anual</b>	<b>264.664</b>	<b>249.991</b>	<b>192.551</b>						

Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2021).

<sup>20</sup> Disponible en

[https://www.bde.es/bde/es/secciones/prensa/intervpub/Discursos\\_del\\_Go/gobernador--comparecencia-ante-el-congreso--comision-de-presupuestos.html](https://www.bde.es/bde/es/secciones/prensa/intervpub/Discursos_del_Go/gobernador--comparecencia-ante-el-congreso--comision-de-presupuestos.html)

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



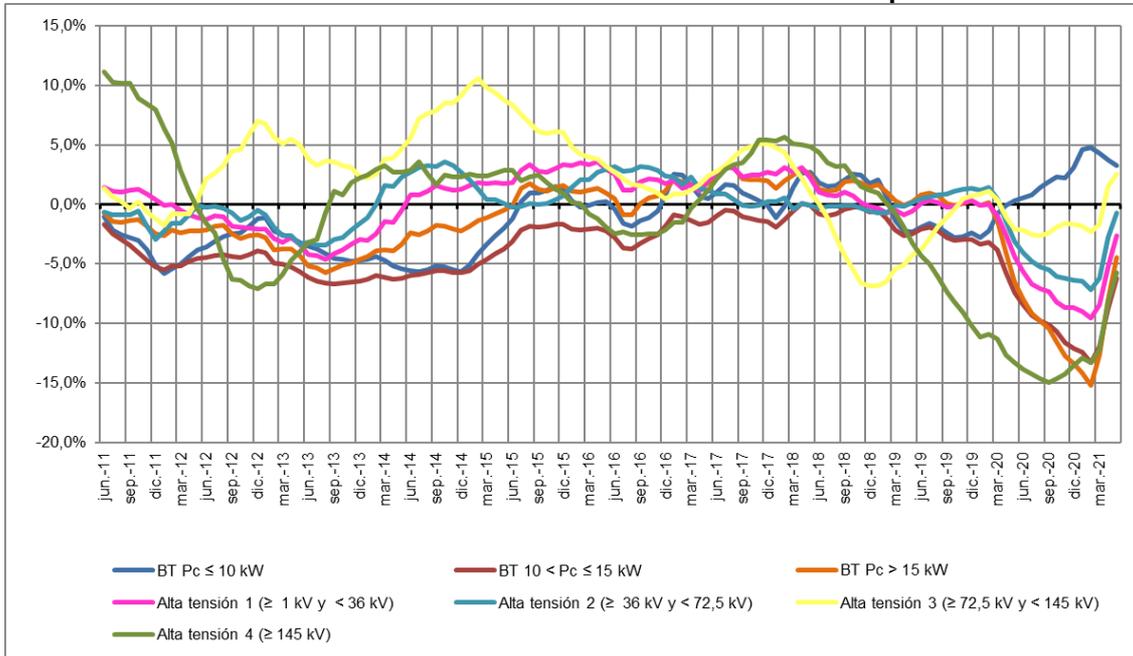
Fuente: REE

**Cuadro I.8. 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					
2020	junio	0,6%	-8,5%	-8,0%	-5,6%	-4,1%	-2,1%	-13,9%	-4,9%
	julio	0,8%	-9,4%	-9,2%	-6,7%	-4,8%	-2,5%	-14,3%	-5,5%
	agosto	1,4%	-9,8%	-9,8%	-7,1%	-5,3%	-2,6%	-14,7%	-5,7%
	septiembre	1,9%	-10,1%	-10,4%	-7,3%	-5,5%	-2,4%	-15,0%	-5,7%
	octubre	2,3%	-10,7%	-11,5%	-8,2%	-6,1%	-1,9%	-14,6%	-6,0%
	noviembre	2,2%	-11,6%	-12,7%	-8,7%	-6,2%	-1,6%	-14,3%	-6,4%
2021	diciembre	3,1%	-12,1%	-13,4%	-8,7%	-6,3%	-1,7%	-13,5%	-6,2%
	enero	4,6%	-12,4%	-14,2%	-9,0%	-6,5%	-1,8%	-12,9%	-6,0%
	febrero	4,8%	-13,3%	-15,2%	-9,5%	-7,2%	-2,3%	-13,3%	-6,4%
	marzo	4,3%	-11,9%	-12,7%	-8,4%	-6,2%	-1,7%	-12,2%	-5,5%
	abril	3,7%	-8,8%	-8,1%	-5,2%	-2,8%	1,5%	-8,2%	-3,0%
mayo	3,2%	-6,2%	-4,4%	-2,6%	-0,8%	2,6%	-5,7%	-1,2%	

Fuente: CNMC

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



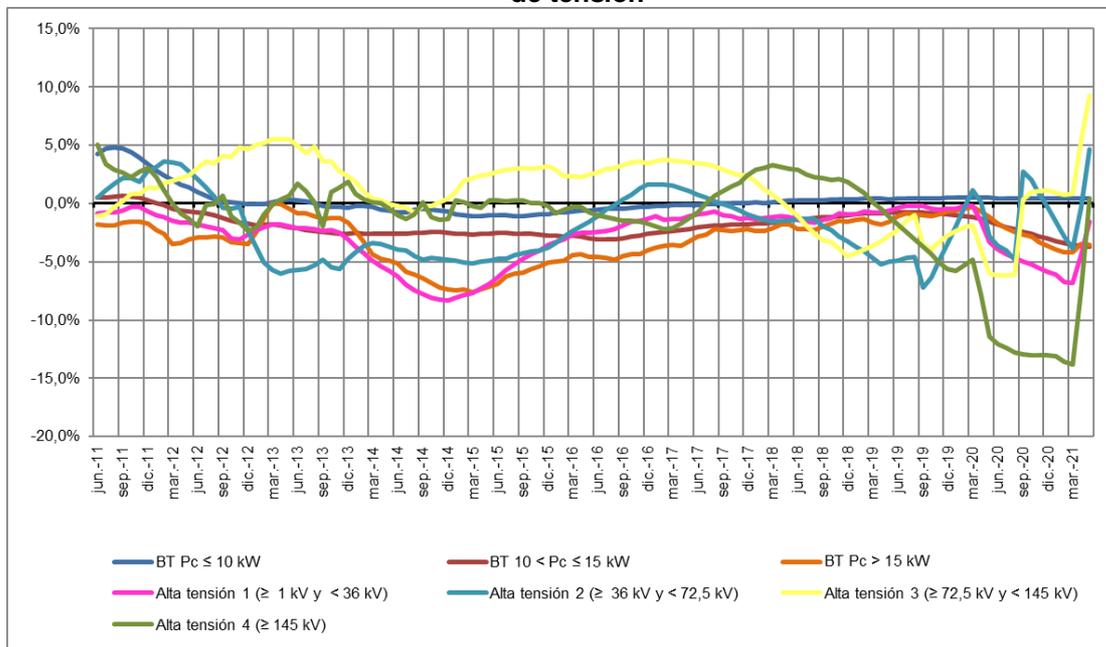
Fuente: CNMC

**Cuadro I.9. Evolución de la potencia facturada por nivel de tensión**

Año	Baja Tensión (< 1 kV)			Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 36 kV)	Alta tensión 2 (≥ 36 kV y < 72,5 kV)	Alta tensión 3 (≥ 72,5 kV y < 145 kV)	Alta tensión 4 (≥ 145 kV)	TOTAL	
	Pc ≤ 10 kW	10 < Pc ≤ 15 kW	Pc > 15 kW						
2020	junio	0,5%	-1,8%	-1,7%	-3,9%	-3,6%	-6,2%	-12,1%	-0,9%
	julio	0,5%	-2,0%	-2,1%	-4,3%	-4,0%	-6,2%	-12,4%	-1,0%
	agosto	0,4%	-2,2%	-2,4%	-4,7%	-4,8%	-6,1%	-12,8%	-1,1%
	septiembre	0,4%	-2,4%	-2,6%	-5,0%	2,7%	0,4%	-12,9%	-0,9%
	octubre	0,4%	-2,6%	-2,9%	-5,2%	2,0%	1,0%	-13,0%	-1,0%
	noviembre	0,4%	-2,8%	-3,3%	-5,6%	0,8%	1,1%	-13,1%	-1,1%
	diciembre	0,4%	-3,0%	-3,7%	-5,9%	-0,3%	1,2%	-13,0%	-1,2%
2021	enero	0,4%	-3,2%	-3,9%	-6,1%	-1,6%	0,9%	-13,1%	-1,3%
	febrero	0,4%	-3,4%	-4,2%	-6,7%	-2,9%	0,8%	-13,6%	-1,5%
	marzo	0,4%	-3,5%	-4,2%	-6,8%	-3,9%	0,8%	-13,9%	-1,5%
	abril	0,5%	-3,6%	-3,5%	-4,5%	-0,3%	5,4%	-7,5%	-0,9%
	mayo	0,4%	-3,7%	-3,6%	-1,6%	4,7%	9,3%	0,3%	-0,3%

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 2021 para el total nacional y desagregadas por subsistemas según la estructura del Real Decreto 1164/2001 y según la estructura de la Circular 3/2020.

**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 2021. 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	
<b>Baja tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>142.369</b>	<b>19.652</b>	<b>21.109</b>	-	-	-	<b>63.629</b>	<b>37.934</b>	<b>8.483</b>	-	-	-	<b>110.047</b>
2.0 A	17.169.764	64.457						36.071						36.071
2.0 A DHA	10.905.141	49.736						15.990	16.948					32.938
2.0 A DHS	65.193	316						115	88	63				266
2.1 A	433.195	5.093						2.952						2.952
2.1 A DHA	358.391	4.393						1.812	2.511					4.323
2.1 A DHS	3.047	39						16	14	9				38
3.0 A	794.467	18.335	19.652	21.109				6.672	18.374	8.411	-	-	-	33.457
<b>Alta tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>25.564</b>	<b>26.882</b>	<b>28.977</b>	<b>21.756</b>	<b>22.723</b>	<b>32.293</b>	<b>11.580</b>	<b>17.437</b>	<b>12.026</b>	<b>10.178</b>	<b>13.215</b>	<b>57.778</b>	<b>122.213</b>
3.1 A (1-30 kV)	87.636	5.299	5.919	7.544				2.947	5.889	5.842	-	-	-	14.679
3.1 A (30-36 kV)	1.362	80	92	115				43	88	80	-	-	-	211
6.1 A	20.502	11.013	11.185	11.404	11.506	11.953	18.395	4.746	6.058	3.262	5.329	6.759	26.693	52.847
6.2	2.992	4.117	4.270	4.328	4.353	4.521	6.080	1.772	2.426	1.283	2.128	2.913	12.269	22.792
6.3	511	1.862	1.963	1.991	2.069	2.163	2.700	750	1.039	545	934	1.292	6.337	10.895
6.4 (1)	812	3.193	3.453	3.594	3.828	4.085	5.117	1.322	1.937	1.014	1.788	2.251	12.479	20.789
<b>Total</b>	<b>29.843.014</b>	<b>167.934</b>	<b>46.534</b>	<b>50.086</b>	<b>21.756</b>	<b>22.723</b>	<b>32.293</b>	<b>75.209</b>	<b>55.371</b>	<b>20.509</b>	<b>10.178</b>	<b>13.215</b>	<b>57.778</b>	<b>232.259</b>

**(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>29.729.199</b>	<b>141.632</b>	<b>147.618</b>	<b>18.935</b>	<b>18.911</b>	<b>18.914</b>	<b>20.953</b>	<b>25.385</b>	<b>24.659</b>	<b>40.093</b>	<b>4.717</b>	<b>1.739</b>	<b>13.453</b>	<b>110.047</b>
2.0 TD	28.934.732	124.028	128.703					21.012	19.878	35.699				76.590
3.0 TD	794.138	17.602	18.913	18.932	18.909	18.911	20.951	4.371	4.779	4.392	4.715	1.737	13.449	33.443
3.0 TDVE	330	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
<b>Alta tensión</b>	<b>113.815</b>	<b>28.154</b>	<b>29.484</b>	<b>30.024</b>	<b>30.243</b>	<b>31.088</b>	<b>39.686</b>	<b>11.977</b>	<b>14.800</b>	<b>13.393</b>	<b>15.503</b>	<b>6.773</b>	<b>59.767</b>	<b>122.213</b>
6.1 TD	108.149	18.902	19.758	19.965	20.005	20.339	25.758	7.277	8.671	7.936	9.080	3.829	30.709	67.502
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.333	4.195	4.376	4.464	4.374	4.550	6.117	2.227	2.819	2.492	2.842	1.228	11.394	23.002
6.3 TD	511	1.862	1.936	1.966	1.993	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	812	3.193	3.413	3.628	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
<b>Total</b>	<b>29.843.014</b>	<b>169.786</b>	<b>177.102</b>	<b>48.959</b>	<b>49.155</b>	<b>50.001</b>	<b>60.640</b>	<b>37.362</b>	<b>39.459</b>	<b>53.486</b>	<b>20.219</b>	<b>8.513</b>	<b>73.220</b>	<b>232.259</b>

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 2021. Sistema Peninsular**

**(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>27.722.920</b>	<b>131.830</b>	<b>18.041</b>	<b>19.441</b>	-	-	-	<b>58.779</b>	<b>34.710</b>	<b>7.727</b>	-	-	-	<b>101.215</b>
2.0 A	16.202.501	60.432						33.710						33.710
2.0 A DHA	10.032.139	45.718						14.532	15.536					30.068
2.0 A DHS	30.073	168						59	49	45				153
2.1 A	399.236	4.674						2.688						2.688
2.1 A DHA	326.210	3.992						1.641	2.293					3.934
2.1 A DHS	1.823	24						9	8	6				23
3.0 A	730.937	16.821	18.041	19.441				6.139	16.823	7.676				30.639
<b>Alta tensión</b>	<b>110.225</b>	<b>24.658</b>	<b>25.951</b>	<b>27.977</b>	<b>21.090</b>	<b>22.038</b>	<b>31.277</b>	<b>11.193</b>	<b>16.737</b>	<b>11.441</b>	<b>9.844</b>	<b>12.872</b>	<b>56.229</b>	<b>118.317</b>
3.1 A (1-30 kV)	85.336	5.030	5.632	7.207				2.773	5.526	5.463				13.762
3.1 A (30-36 kV)	1.362	80	92	115				43	88	80				211
6.1 A	19.248	10.416	10.581	10.785	10.882	11.313	17.458	4.546	5.743	3.067	5.013	6.437	25.260	50.065
6.2	2.958	4.078	4.230	4.286	4.311	4.478	6.002	1.760	2.406	1.273	2.110	2.893	12.153	22.595
6.3	510	1.862	1.962	1.991	2.069	2.163	2.700	750	1.039	545	934	1.292	6.337	10.895
6.4 (1)	810	3.193	3.452	3.593	3.827	4.085	5.117	1.322	1.937	1.014	1.788	2.251	12.479	20.789
<b>Total</b>	<b>27.833.145</b>	<b>156.488</b>	<b>43.993</b>	<b>47.418</b>	<b>21.090</b>	<b>22.038</b>	<b>31.277</b>	<b>69.972</b>	<b>51.447</b>	<b>19.167</b>	<b>9.844</b>	<b>12.872</b>	<b>56.229</b>	<b>219.532</b>

**(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>27.722.920</b>	<b>131.093</b>	<b>136.982</b>	<b>17.335</b>	<b>17.312</b>	<b>17.315</b>	<b>19.295</b>	<b>23.345</b>	<b>22.744</b>	<b>36.891</b>	<b>4.330</b>	<b>1.595</b>	<b>12.311</b>	<b>101.215</b>
2.0 TD	26.991.983	115.003	119.677					19.344	18.370	32.862				70.576
3.0 TD	730.609	16.088	17.303	17.333	17.310	17.312	19.293	3.999	4.372	4.026	4.328	1.593	12.306	30.625
3.0 TDVE	328	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	13
<b>Alta tensión</b>	<b>110.225</b>	<b>27.247</b>	<b>28.553</b>	<b>29.075</b>	<b>29.292</b>	<b>30.118</b>	<b>38.335</b>	<b>11.573</b>	<b>14.314</b>	<b>12.944</b>	<b>14.977</b>	<b>6.550</b>	<b>57.960</b>	<b>118.317</b>
6.1 TD	104.596	18.036	18.868	19.059	19.096	19.413	24.485	6.888	8.206	7.506	8.578	3.616	29.009	63.803
6.1 TDVE	10	1	1	1	1	1	1	3	3	3	5	4	7	25
6.2 TD	4.299	4.156	4.336	4.422	4.331	4.506	6.039	2.211	2.798	2.473	2.819	1.218	11.287	22.805
6.3 TD	510	1.862	1.935	1.966	1.992	2.071	2.609	920	1.187	1.089	1.290	575	5.835	10.895
6.4 TD	810	3.193	3.413	3.627	3.871	4.127	5.201	1.551	2.120	1.874	2.286	1.136	11.822	20.789
<b>Total</b>	<b>27.833.145</b>	<b>158.341</b>	<b>165.536</b>	<b>46.410</b>	<b>46.604</b>	<b>47.433</b>	<b>57.630</b>	<b>34.917</b>	<b>37.058</b>	<b>49.834</b>	<b>19.307</b>	<b>8.145</b>	<b>70.270</b>	<b>219.532</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito 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 2021. Sistema Balear**

**(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>724.840</b>	<b>4.404</b>	<b>784</b>	<b>817</b>	-	-	-	<b>2.026</b>	<b>1.579</b>	<b>340</b>	-	-	-	<b>3.945</b>
2.0 A	281.985	1.371						832						832
2.0 A DHA	367.107	1.885						757	734					1.491
2.0 A DHS		8.987	48					18	12	6				36
2.1 A	14.021	175						104						104
2.1 A DHA	16.616	204						80	97					176
2.1 A DHS	370	5						2	1	1				4
3.0 A	35.753	716	784	817				235	734	334	-	-	-	1.303
<b>Alta tensión</b>	<b>1.218</b>	<b>266</b>	<b>276</b>	<b>308</b>	<b>194</b>	<b>195</b>	<b>311</b>	<b>114</b>	<b>213</b>	<b>144</b>	<b>69</b>	<b>83</b>	<b>358</b>	<b>982</b>
3.1 A (1-30 kV)	806	79	88	116				49	113	105	-	-	-	267
3.1 A (30-36 kV)		-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	406	163	164	166	167	168	271	58	90	35	62	75	311	632
6.2	6	24	24	26	27	27	39	6	10	5	7	9	46	83
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>726.058</b>	<b>4.671</b>	<b>1.060</b>	<b>1.125</b>	<b>194</b>	<b>195</b>	<b>311</b>	<b>2.140</b>	<b>1.792</b>	<b>485</b>	<b>69</b>	<b>83</b>	<b>358</b>	<b>4.927</b>

**(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>724.840</b>	<b>4.404</b>	<b>4.472</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>784</b>	<b>819</b>	<b>876</b>	<b>845</b>	<b>1.443</b>	<b>183</b>	<b>63</b>	<b>535</b>	<b>3.945</b>
2.0 TD	689.087	3.688	3.688					706	667	1.269				2.643
3.0 TD	35.752	716	784	784	784	819		170	178	174	183	63	535	1.303
3.0 TDVE	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Alta tensión</b>	<b>1.218</b>	<b>266</b>	<b>276</b>	<b>280</b>	<b>281</b>	<b>282</b>	<b>425</b>	<b>102</b>	<b>121</b>	<b>115</b>	<b>133</b>	<b>54</b>	<b>456</b>	<b>982</b>
6.1 TD	1.212	242	252	254	254	255	386	96	113	107	123	50	411	899
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	24	24	26	27	27	39	7	9	8	10	4	45	83
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>726.058</b>	<b>4.670</b>	<b>4.748</b>	<b>1.064</b>	<b>1.065</b>	<b>1.066</b>	<b>1.244</b>	<b>979</b>	<b>967</b>	<b>1.558</b>	<b>316</b>	<b>117</b>	<b>991</b>	<b>4.927</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Trasvase 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 2021. Sistema Canario**

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>1.217.691</b>	<b>5.782</b>	<b>754</b>	<b>776</b>	-	-	-	<b>2.653</b>	<b>1.591</b>	<b>391</b>	-	-	-	<b>4.635</b>
2.0 A	629.132	2.413						1.394						1.394
2.0 A DHA	502.917	2.118						696	673					1.369
2.0 A DHS	26.129	100						38	27	13				78
2.1 A	18.042	220						148						148
2.1 A DHA	15.435	195						91	119					211
2.1 A DHS	854	10						5	4	2				11
3.0 A	25.182	726	754	776				280	768	376				1.423
<b>Alta tensión</b>	<b>2.255</b>	<b>604</b>	<b>618</b>	<b>655</b>	<b>450</b>	<b>466</b>	<b>678</b>	<b>261</b>	<b>467</b>	<b>423</b>	<b>254</b>	<b>247</b>	<b>1.138</b>	<b>2.791</b>
3.1 A (1-30 kV)	1.404	177	185	208				119	241	264	-	-	-	623
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	821	411	417	431	433	449	638	136	217	153	243	236	1.068	2.053
6.2	28	16	16	16	16	16	39	6	10	6	10	12	70	114
6.3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 (1)	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.219.946</b>	<b>6.386</b>	<b>1.373</b>	<b>1.432</b>	<b>450</b>	<b>466</b>	<b>678</b>	<b>2.914</b>	<b>2.059</b>	<b>814</b>	<b>254</b>	<b>247</b>	<b>1.138</b>	<b>7.426</b>

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>1.217.691</b>	<b>5.782</b>	<b>5.811</b>	<b>742</b>	<b>742</b>	<b>742</b>	<b>765</b>	<b>1.057</b>	<b>1.020</b>	<b>1.706</b>	<b>196</b>	<b>74</b>	<b>582</b>	<b>4.635</b>
2.0 TD	1.192.508	5.056	5.056					868	816	1.528				3.212
3.0 TD	25.182	726	754	742	742	742	765	189	204	178	196	74	582	1.423
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>2.255</b>	<b>604</b>	<b>618</b>	<b>632</b>	<b>634</b>	<b>651</b>	<b>885</b>	<b>291</b>	<b>349</b>	<b>319</b>	<b>379</b>	<b>160</b>	<b>1.294</b>	<b>2.791</b>
6.1 TD	2.224	588	602	616	618	634	846	281	336	308	366	154	1.231	2.677
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	28	16	16	16	16	16	39	10	12	11	13	6	62	114
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.219.946</b>	<b>6.386</b>	<b>6.429</b>	<b>1.375</b>	<b>1.377</b>	<b>1.393</b>	<b>1.650</b>	<b>1.347</b>	<b>1.369</b>	<b>2.025</b>	<b>575</b>	<b>234</b>	<b>1.876</b>	<b>7.426</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

**Cuadro I.14. 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 2021. Sistema Ceutí**

**(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>30.505</b>	<b>166</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	-	-	-	<b>77</b>	<b>27</b>	<b>13</b>	-	-	-	<b>117</b>
2.0 A	26.820	112						61						61
2.0 A DHA	1.587	7						2	2					4
2.0 A DHS	1	0						0	0	0				0
2.1 A	718	9						5						5
2.1 A DHA	17	0						0	0					0
2.1 A DHS	-	-						-	-	-				-
3.0 A	1.362	39	39	40				10	25	13				48
<b>Alta tensión</b>	<b>50</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>56</b>
3.1 A (1-30 kV)	37	5	5	5	11	11	13	2	3	4	-	-	-	8
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 A	13	11	11	11	11	11	13	2	4	3	5	6	26	47
6.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>30.555</b>	<b>182</b>	<b>55</b>	<b>56</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>13</b>	<b>81</b>	<b>34</b>	<b>20</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>173</b>

**(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>30.505</b>	<b>166</b>	<b>166</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>39</b>	<b>40</b>	<b>75</b>	<b>21</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>117</b>
2.0 TD	29.143	127	127					68	2	0				70
3.0 TD	1.362	39	39	40	39	39	40	7	19	9	2	6	4	48
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>50</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>4</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>26</b>	<b>56</b>
6.1 TD	50	16	16	16	16	16	18	4	7	7	5	6	26	56
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>30.555</b>	<b>182</b>	<b>182</b>	<b>56</b>	<b>55</b>	<b>55</b>	<b>58</b>	<b>79</b>	<b>28</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>13</b>	<b>30</b>	<b>173</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

**Cuadro I.15. 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 2021. Sistema Melillense**

(A) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Real decreto 1164/2001)

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>33.244</b>	<b>187</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	-	-	-	<b>94</b>	<b>27</b>	<b>12</b>	-	-	-	<b>134</b>
2.0 A	29.326	129						75						75
2.0 A DHA	1.391	8						3	3					6
2.0 A DHS	3	0						0	0	0				0
2.1 A	1.179	15						7						7
2.1 A DHA	112	2						1	1					2
2.1 A DHS	-	-						-	-					-
3.0 A	1.233	33	34	35				9	24	12	-	-		45
<b>Alta tensión</b>	<b>67</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>7</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>67</b>
3.1 A (1-30 kV)	53	8	8	9				4	7	7	-	-		18
3.1 A (30-36 kV)	-	-	-	-				-	-	-	-	-		-
6.1 A	14	12	12	12	12	12	15	4	4	3	5	6	27	50
6.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 (1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>33.311</b>	<b>207</b>	<b>54</b>	<b>55</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>15</b>	<b>102</b>	<b>39</b>	<b>22</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>27</b>	<b>202</b>

(B) Previsión Cierre 2021 CNMC (Estructura Circular 3/2020)

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>33.244</b>	<b>187</b>	<b>187</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>34</b>	<b>35</b>	<b>32</b>	<b>29</b>	<b>45</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>21</b>	<b>134</b>
2.0 TD	32.011	154	154					27	23	40				90
3.0 TD	1.233	33	34	34	34	34	35	5	6	5	5	2	21	45
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>67</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>23</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>32</b>	<b>67</b>
6.1 TD	67	20	20	21	21	21	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>33.311</b>	<b>207</b>	<b>208</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>58</b>	<b>40</b>	<b>37</b>	<b>53</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>53</b>	<b>202</b>

Fuente: CNMC

(1) Incluye Tránsito Tajo-Segura

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2021 asciende a 257.004 GWh, resultado de imponer en el sistema peninsular las pérdidas establecidas en la Circular 3/2020, y en el resto de sistemas el promedio de las pérdidas registradas en los ejercicios 2019 y 2020. (véase Cuadro I.16).

**Cuadro I.16. Previsión de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2021**

Sistema	2020 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2020 - sept 2021)			Previsión CNMC de cierre 2021	
		GWh	% variación respecto 2019	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 21 respecto 20
<b>Peninsular</b>	<b>236.697</b>	<b>242.638</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,9%</b>	<b>243.339</b>	<b>2,8%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>13.294</b>	<b>13.699</b>	<b>3,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>13.665</b>	<b>2,8%</b>
Baleares	4.942	5.407	9,4%	6,1%	5.341	8,1%
Canarias	7.946	7.890	-0,7%	-3,9%	7.920	-0,3%
Ceuta	199	196	-1,4%	-3,1%	194	-2,6%
Melilla	208	206	-1,1%	-1,6%	210	1,0%
<b>Total Nacional</b>	<b>249.991</b>	<b>256.337</b>	<b>2,5%</b>	<b>1,8%</b>	<b>257.004</b>	<b>2,8%</b>

Fuente: CNMC

## 2. Previsión 2022

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

En el Cuadro I.17 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2022. En particular, en el **sistema peninsular** en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 1,5%, respecto del cierre previsto para 2021, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica<sup>21</sup> del 1,88%, una variación por temperatura del -0,38% y una variación por laboralidad del 0,02%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2022. En el sistema peninsular, en particular, el OS estima en el escenario inferior un incremento de la demanda en b.c. del 1,3%, basada en una variación de la actividad económica del 1,64%. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 1,9% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 2,21%. 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

<sup>21</sup> El OS no proporciona información sobre el PIB implícito en la variación de la demanda por actividad económica.

b.c. en Baleares en un 2,9%, el de Canarias en un 5,5%, el de Ceuta en un 2,0% y el de Melilla en un 0,4%. En el documento remitido por el OS relativo a la 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.17. Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2022**

Sistema	Previsión OS de cierre 2021			Previsión OS 2022 (GWh)			% variación 2022 sobre 2021		
	GWh	% variación respecto 2020	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<i>Peninsular</i>	<b>242.698</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,0%</b>	<b>245.801</b>	<b>246.382</b>	<b>247.191</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,9%</b>
<i>No peninsular</i>	<b>13.698</b>	<b>3,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>14.260</b>	<b>14.297</b>	<b>14.308</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,4%</b>	<b>4,5%</b>
Baleares	5.345	8,2%	-1,1%	5.548	5.502	5.444	3,8%	2,9%	1,8%
Canarias	7.944	0,0%	0,7%	8.300	8.382	8.449	4,5%	5,5%	6,4%
Ceuta	200	0,3%	1,7%	203	204	204	1,8%	2,0%	2,1%
Melilla	209	0,5%	1,7%	209	210	211	-0,2%	0,4%	1,1%
<b>Total Nacional</b>	<b>256.396</b>	<b>2,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>260.061</b>	<b>260.679</b>	<b>261.499</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,0%</b>

Fuente: OS

## 2.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.18 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 2022.

El escenario previsto para 2022 por las empresas distribuidoras implica un aumento de la demanda en consumo del 2,2%, 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 2,2% en el subsistema peninsular, del 3,3% en el subsistema Balear, del 1,3% en el subsistema canario, del 0,5% en el subsistema ceutí y del 0,9% 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.

No obstante, cabe señalar que las empresas estiman, en el subsistema ceutí, un crecimiento de la demanda de electricidad consecuencia de un incremento de la demanda de alta tensión, parcialmente compensado por una reducción de la demanda de baja tensión, mientras que en el sistema melillense estiman un crecimiento de la demanda consecuencia de un incremento de la demanda de baja tensión, parcialmente compensado por una reducción de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión.

**Cuadro I.18. Previsión de demanda en consumo para 2022 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.**

Previsión de las empresas para el cierre 2021 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>100.978</b>	<b>3.945</b>	<b>4.635</b>	<b>117</b>	<b>134</b>	<b>109.810</b>
2.0 TD	70.725	2.643	3.212	70	90	76.738
3.0 TD	30.240	1.303	1.423	48	45	33.058
3.0 TDVE	13	0	-	-	-	13
<b>Alta tensión</b>	<b>118.363</b>	<b>982</b>	<b>2.791</b>	<b>56</b>	<b>67</b>	<b>122.260</b>
6.1 TD	63.484	899	2.677	56	67	67.183
6.1 TDVE	21	-	-	-	-	21
6.2 TD	23.201	83	114	-	-	23.398
6.3 TD	10.749	-	0	-	-	10.749
6.4 TD	20.909	-	0	-	-	20.909
<b>Total</b>	<b>219.341</b>	<b>4.927</b>	<b>7.426</b>	<b>173</b>	<b>202</b>	<b>232.069</b>

Previsión de las empresas para 2022 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>102.688</b>	<b>4.065</b>	<b>4.675</b>	<b>112</b>	<b>136</b>	<b>111.676</b>
2.0 TD	71.814	2.746	3.236	66	92	77.954
3.0 TD	30.746	1.319	1.440	46	45	33.595
3.0 TDVE	127	0	-	-	-	127
<b>Alta tensión</b>	<b>121.557</b>	<b>1.024</b>	<b>2.847</b>	<b>62</b>	<b>67</b>	<b>125.558</b>
6.1 TD	64.372	940	2.732	62	67	68.173
6.1 TDVE	64	-	-	-	-	64
6.2 TD	24.080	84	115	-	-	24.279
6.3 TD	11.036	-	0	-	-	11.036
6.4 TD	22.006	-	0	-	-	22.006
<b>Total</b>	<b>224.245</b>	<b>5.089</b>	<b>7.523</b>	<b>174</b>	<b>203</b>	<b>237.234</b>

% variación 2022 sobre 2021						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>1,7%</b>	<b>3,0%</b>	<b>0,9%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,7%</b>
2.0 TD	1,5%	3,9%	0,8%	-5,1%	2,2%	1,6%
3.0 TD	1,7%	1,2%	1,2%	-3,6%	-0,2%	1,6%
3.0 TDVE	846,6%	100,0%	-	-	-	846,5%
<b>Alta tensión</b>	<b>2,7%</b>	<b>4,3%</b>	<b>2,0%</b>	<b>11,0%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>2,7%</b>
6.1 TD	1,4%	4,6%	2,1%	11,0%	-0,2%	1,5%
6.1 TDVE	210,2%	-	-	-	-	210,2%
6.2 TD	3,8%	1,0%	1,0%	-	-	3,8%
6.3 TD	2,7%	-	3,0%	-	-	2,7%
6.4 TD	5,2%	-	7,0%	-	-	5,2%
<b>Total</b>	<b>2,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,9%</b>	<b>2,2%</b>

Fuente: Empresas y CNMC.

### 2.3 Previsión de la CNMC de demanda en consumo para 2022

Para el año 2022, el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 5,5% y el 7% (el Gobierno prevé un aumento del 7%, la OCDE del 6,6%, el FMI del 6,4%, el Banco de España prevé un incremento de 5,9%, FUNCAS prevé un incremento de 5,8% y, finalmente la UE del 5,5%). No obstante, y como se ha señalado anteriormente, el Banco de España ha anunciado una revisión a la baja de dichas previsiones.

En 2022 se espera un incremento inferior de la demanda al previsto para el cierre de 2021 (1,8% para el ejercicio 2022 frente a un 3,3% en 2021), en línea con las previsiones del Operador del Sistema y de las empresas, así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

Continuando con la tendencia prevista para el cierre del ejercicio 2021, se estima que se producirán incrementos tanto de la demanda de baja tensión como de la alta tensión, si bien los incrementos de la demanda de alta tensión, asociados a consumos industriales, serán superiores a la media.

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.

**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 2022. Sistema Nacional**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>29.947.759</b>	<b>142.837</b>	<b>148.843</b>	<b>19.039</b>	<b>19.017</b>	<b>19.019</b>	<b>21.062</b>	<b>25.655</b>	<b>24.990</b>	<b>40.598</b>	<b>4.813</b>	<b>1.780</b>	<b>13.713</b>	<b>111.549</b>
2.0 TD	29.149.572	125.134	129.823					21.197	20.113	36.112				77.422
3.0 TD	794.639	17.664	18.979	18.998	18.975	18.978	21.020	4.440	4.859	4.467	4.794	1.767	13.673	34.000
3.0 TDVE	3.548	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
<b>Alta tensión</b>	<b>114.948</b>	<b>28.394</b>	<b>29.724</b>	<b>30.295</b>	<b>30.519</b>	<b>31.431</b>	<b>40.173</b>	<b>12.219</b>	<b>15.100</b>	<b>13.665</b>	<b>15.826</b>	<b>6.917</b>	<b>61.095</b>	<b>124.821</b>
6.1 TD	108.897	19.076	19.937	20.148	20.190	20.530	26.020	7.388	8.800	8.054	9.218	3.884	31.161	68.504
6.1 TDVE	340	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.371	4.197	4.376	4.474	4.382	4.592	6.179	2.269	2.872	2.540	2.901	1.255	11.662	23.498
6.3 TD	508	1.913	1.989	2.021	2.046	2.132	2.692	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990	11.185
6.4 TD	832	3.194	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263	1.610	2.200	1.945	2.373	1.178	12.264	21.570
<b>Total</b>	<b>30.062.707</b>	<b>171.231</b>	<b>178.567</b>	<b>49.334</b>	<b>49.536</b>	<b>50.450</b>	<b>61.235</b>	<b>37.874</b>	<b>40.090</b>	<b>54.263</b>	<b>20.639</b>	<b>8.697</b>	<b>74.808</b>	<b>236.370</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.20. 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 2022. Sistema Peninsular**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>27.921.813</b>	<b>132.230</b>	<b>138.137</b>	<b>17.429</b>	<b>17.406</b>	<b>17.409</b>	<b>19.393</b>	<b>23.611</b>	<b>23.016</b>	<b>37.290</b>	<b>4.420</b>	<b>1.633</b>	<b>12.550</b>	<b>102.518</b>
2.0 TD	27.187.868	116.051	120.739					19.530	18.551	33.178				71.259
3.0 TD	730.400	16.140	17.357	17.388	17.365	17.368	19.351	4.062	4.446	4.095	4.401	1.619	12.509	31.132
3.0 TDVE	3.545	39	41	41	41	41	42	18	19	18	19	13	40	127
<b>Alta tensión</b>	<b>111.266</b>	<b>27.473</b>	<b>28.778</b>	<b>29.331</b>	<b>29.551</b>	<b>30.445</b>	<b>38.795</b>	<b>11.801</b>	<b>14.600</b>	<b>13.203</b>	<b>15.283</b>	<b>6.691</b>	<b>59.243</b>	<b>120.820</b>
6.1 TD	105.252	18.195	19.032	19.227	19.265	19.588	24.722	6.986	8.322	7.611	8.699	3.668	29.417	64.703
6.1 TDVE	340	14	15	15	15	15	19	9	9	9	11	10	17	64
6.2 TD	4.337	4.158	4.336	4.431	4.340	4.549	6.100	2.252	2.851	2.520	2.877	1.244	11.554	23.299
6.3 TD	507	1.913	1.988	2.020	2.045	2.132	2.691	944	1.218	1.117	1.324	591	5.990	11.185
6.4 TD	830	3.193	3.408	3.638	3.886	4.162	5.263	1.610	2.200	1.945	2.372	1.178	12.264	21.569
<b>Total</b>	<b>28.033.080</b>	<b>159.702</b>	<b>166.915</b>	<b>46.760</b>	<b>46.958</b>	<b>47.854</b>	<b>58.187</b>	<b>35.411</b>	<b>37.616</b>	<b>50.493</b>	<b>19.702</b>	<b>8.323</b>	<b>71.793</b>	<b>223.339</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Balear**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>734.745</b>	<b>4.442</b>	<b>4.510</b>	<b>792</b>	<b>792</b>	<b>792</b>	<b>828</b>	<b>901</b>	<b>871</b>	<b>1.503</b>	<b>185</b>	<b>63</b>	<b>542</b>	<b>4.065</b>
2.0 TD	698.494	3.718	3.718	-	-	-	-	729	690	1.327	-	-	-	2.746
3.0 TD	36.249	724	792	792	792	792	828	172	180	176	185	63	542	1.319
3.0 TDVE	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Alta tensión</b>	<b>1.252</b>	<b>273</b>	<b>283</b>	<b>288</b>	<b>289</b>	<b>291</b>	<b>440</b>	<b>107</b>	<b>127</b>	<b>120</b>	<b>139</b>	<b>57</b>	<b>475</b>	<b>1.024</b>
6.1 TD	1.246	249	259	261	262	263	400	100	118	112	129	52	430	940
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	24	24	26	27	27	39	7	9	8	10	5	45	84
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>735.997</b>	<b>4.715</b>	<b>4.794</b>	<b>1.080</b>	<b>1.082</b>	<b>1.083</b>	<b>1.267</b>	<b>1.008</b>	<b>997</b>	<b>1.623</b>	<b>324</b>	<b>120</b>	<b>1.017</b>	<b>5.089</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.22. 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 2022. Sistema Canario**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>1.227.136</b>	<b>5.812</b>	<b>5.840</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>748</b>	<b>771</b>	<b>1.074</b>	<b>1.038</b>	<b>1.733</b>	<b>201</b>	<b>76</b>	<b>597</b>	<b>4.718</b>
2.0 TD	1.201.738	5.080	5.080	-	-	-	-	881	828	1.551	-	-	-	3.259
3.0 TD	25.398	732	760	748	748	748	771	194	209	182	201	76	597	1.459
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>2.312</b>	<b>611</b>	<b>626</b>	<b>640</b>	<b>642</b>	<b>659</b>	<b>897</b>	<b>296</b>	<b>356</b>	<b>326</b>	<b>387</b>	<b>163</b>	<b>1.320</b>	<b>2.847</b>
6.1 TD	2.281	595	610	624	626	642	857	287	343	314	373	157	1.257	2.732
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	28	16	16	16	16	16	39	10	12	11	14	6	63	115
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>1.229.448</b>	<b>6.423</b>	<b>6.466</b>	<b>1.389</b>	<b>1.391</b>	<b>1.407</b>	<b>1.668</b>	<b>1.371</b>	<b>1.393</b>	<b>2.059</b>	<b>588</b>	<b>239</b>	<b>1.916</b>	<b>7.565</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema ceutí**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>30.557</b>	<b>167</b>	<b>168</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>38</b>	<b>26</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>112</b>
2.0 TD	29.189	131	131	-	-	-	-	30	20	17	-	-	-	66
3.0 TD	1.368	36	37	37	37	37	37	7	18	9	2	6	4	46
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>51</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>4</b>	<b>25</b>	<b>62</b>
6.1 TD	51	16	16	16	16	16	18	7	9	8	9	4	25	62
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>30.608</b>	<b>183</b>	<b>184</b>	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>55</b>	<b>44</b>	<b>46</b>	<b>34</b>	<b>12</b>	<b>10</b>	<b>29</b>	<b>174</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.24. 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 2022. Sistema Melillense**

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	
<b>Baja tensión</b>	<b>33.507</b>	<b>187</b>	<b>187</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>29</b>	<b>46</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>21</b>	<b>136</b>
2.0 TD	32.283	155	155	-	-	-	-	27	23	41	-	-	-	92
3.0 TD	1.224	32	33	33	33	33	34	5	6	5	5	2	21	45
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>67</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>20</b>	<b>23</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>32</b>	<b>67</b>
6.1 TD	67	20	20	20	20	20	23	8	9	8	8	3	32	67
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>33.574</b>	<b>207</b>	<b>208</b>	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>53</b>	<b>57</b>	<b>41</b>	<b>38</b>	<b>54</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>53</b>	<b>203</b>

(1) Fuente: CNMC

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2022 (261.551 GWh) se ha obtenido aplicando el mismo criterio que el utilizado para determinar la demanda del ejercicio 2021 (véase Cuadro I.25).

**Cuadro I.25. Previsión de la demanda en b.c. para 2022**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2021		Previsión CNMC 2022	
	GWh	% variación 21 respecto 20	GWh	% variación 22 respecto 21
<b>Peninsular</b>	<b>243.339</b>	<b>2,8%</b>	<b>247.559</b>	<b>1,7%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>13.665</b>	<b>2,8%</b>	<b>13.992</b>	<b>2,4%</b>
Baleares	5.341	8,1%	5.516	3,3%
Canarias	7.920	-0,3%	8.069	1,9%
Ceuta	194	-2,6%	195	0,5%
Melilla	210	1,0%	212	0,9%
<b>Total Nacional</b>	<b>257.004</b>	<b>2,8%</b>	<b>261.551</b>	<b>1,8%</b>

Fuente: CNMC

### 3. Previsión 2023-2025

#### 3.1 Previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema

En el Cuadro I.26 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el periodo 2023-2025. Según las previsiones del operador del sistema, la demanda registrará un incremento del 1,9% en los tres últimos años del periodo regulatorio.

Según ha indicado el operador del sistema sus previsiones para el final del período regulatorio están alineados con la información recogida en el escenario Objetivo del borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) publicado en marzo de 2020 por el Ministerio de Transición Ecológica y el Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético, mientras que los escenarios de demanda nacional en barras de central de los años 2023 a 2025 se obtienen mediante una interpolación de la evolución de las demandas previstas por REE para 2022 y la demanda del escenario PNIEC Objetivo 2025.

**Cuadro I.26. Previsión del OS en el periodo 2023-2025**

Demanda b.c. (GWh)	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
<b>Peninsular</b>	<b>250.475</b>	<b>254.562</b>	<b>258.684</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>15.247</b>	<b>16.201</b>	<b>17.147</b>
Baleares	5.733	5.967	6.199
Canarias	9.088	9.798	10.501
Ceuta	211	218	225
Melilla	214	218	222
<b>Demanda redes</b>	<b>265.722</b>	<b>270.763</b>	<b>275.831</b>

% variación año anterior	Previsión 2023	Previsión 2024	Previsión 2025
<b>Peninsular</b>	<b>1,7%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>6,6%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,8%</b>
Baleares	4,2%	4,1%	3,9%
Canarias	8,4%	7,8%	7,2%
Ceuta	3,5%	3,4%	3,3%
Melilla	1,9%	1,9%	1,9%
<b>Demanda nacional</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>	<b>1,9%</b>

Fuente: OS

### 3.2 Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.27 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras en el periodo 2023-2025. Según las previsiones de las empresas distribuidoras tanto la potencia como la demanda registrarán incrementos durante todo el periodo, con crecimientos superiores a la media en el caso de los consumidores conectados en baja tensión, e inferiores en el caso de los consumidores conectados en alta tensión.

En particular, las empresas estiman que el número de suministros aumentará a un ritmo de 0,4% anual. Asimismo, estiman que la potencia facturada registrará incrementos del 1,4% en el año 2023 (baja tensión + 1,6% y alta tensión +0,5%) y el 0,9% en el año 2024 y 2025 (baja tensión + 1,0% y alta tensión +0,5% en 2024 y +0,4% en 2025). Finalmente, prevén incrementos del consumo del 1,4% en los años 2023 y 2024 y 2025, si bien, como se ha señalado anteriormente los incrementos de la demanda de baja tensión (+1,6% en 2023, +1,7% en 2024 y 2025) son superiores a los incrementos de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión (+1,2% en 2023, +1,1% en 2024 y 2025).

**Cuadro I.27. Previsión en el periodo 2022-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras**

Peaje T&D	2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>29.871.987</b>	<b>146.424</b>	<b>113.446</b>	<b>29.981.643</b>	<b>147.831</b>	<b>115.411</b>	<b>30.085.781</b>	<b>149.252</b>	<b>117.332</b>
2.0 TD	29.066.881	127.255	79.041	29.170.191	128.461	80.198	29.268.111	129.677	81.341
3.0 TD	798.329	19.090	34.143	801.259	19.249	34.719	804.055	19.409	35.292
3.0 TDVE	6.776	79	262	10.194	122	494	13.614	166	699
<b>Alta tensión</b>	<b>115.643</b>	<b>30.151</b>	<b>127.029</b>	<b>116.297</b>	<b>30.288</b>	<b>128.426</b>	<b>116.921</b>	<b>30.417</b>	<b>129.799</b>
6.1 TD	109.359	20.171	69.022	109.780	20.259	69.826	110.173	20.341	70.619
6.1 TDVE	550	24	78	764	34	94	978	43	110
6.2 TD	4.389	4.431	24.534	4.405	4.450	24.774	4.419	4.468	25.005
6.3 TD	509	1.981	11.139	511	1.990	11.235	512	1.998	11.328
6.4 TD	835	3.544	22.255	837	3.555	22.496	839	3.566	22.738
<b>Total</b>	<b>29.987.629</b>	<b>176.574</b>	<b>240.475</b>	<b>30.097.940</b>	<b>178.120</b>	<b>243.837</b>	<b>30.202.702</b>	<b>179.668</b>	<b>247.131</b>

Peaje T&D	2023			2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,6%</b>	<b>1,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,3%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,7%</b>
2.0 TD	0,4%	1,6%	1,4%	0,4%	0,9%	1,5%	0,3%	0,9%	1,4%
3.0 TD	0,5%	1,5%	1,6%	0,4%	0,8%	1,7%	0,3%	0,8%	1,6%
3.0 TDVE	91,0%	94,9%	106,0%	50,4%	55,0%	88,6%	33,6%	35,5%	41,5%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,1%</b>
6.1 TD	0,4%	0,5%	1,2%	0,4%	0,4%	1,2%	0,4%	0,4%	1,1%
6.1 TDVE	61,8%	64,5%	21,5%	38,9%	39,6%	20,4%	28,0%	28,4%	16,3%
6.2 TD	0,4%	0,5%	1,1%	0,4%	0,4%	1,0%	0,3%	0,4%	0,9%
6.3 TD	0,3%	0,5%	0,9%	0,3%	0,5%	0,9%	0,2%	0,4%	0,8%
6.4 TD	0,3%	0,4%	1,1%	0,3%	0,3%	1,1%	0,2%	0,3%	1,1%
<b>Total</b>	<b>0,4%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,9%</b>	<b>1,4%</b>

Fuente: Empresas

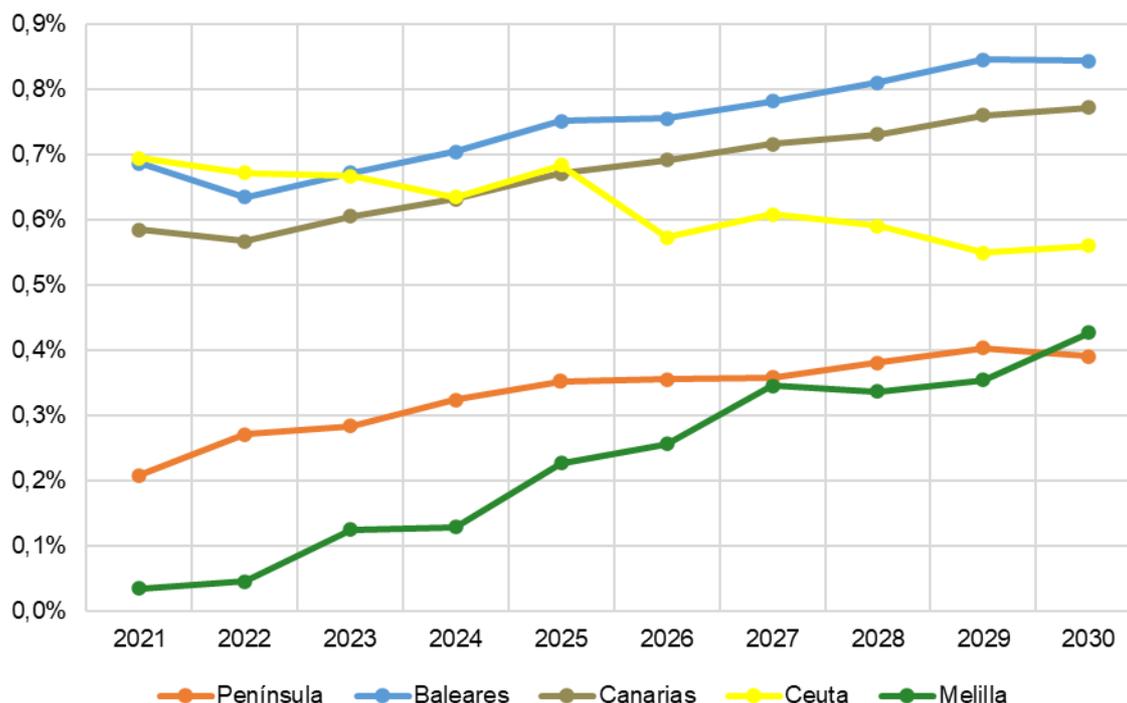
### 3.3 Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el periodo regulatorio 2023-2025.

La demanda prevista resulta de considerar las siguientes hipótesis respecto de la evolución del consumo por sector de actividad, la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor, la eficiencia energética, el autoconsumo para el periodo regulatorio 2030-2025, así como el impacto derivado de la pandemia generado por el COVID-19.

La previsión de demanda asociada al consumo doméstico se ha estimado teniendo en cuenta las previsiones del INE. En particular, se ha considerado que el número de hogares aumentará anualmente durante 2023-2025, en promedio, un 0,3% en el subsistema peninsular, un 0,7% en el subsistema balear, un 0,6% en el subsistema canario, un 0,7% en el subsistema ceutí y un 0,2% en el subsistema melillense (véase Gráfico I.5).

**Gráfico I.5. Evolución del número de hogares por subsistema**



Fuente: INE, Proyección de los hogares 2020-2035

Se estima que el número de suministros conectados en baja tensión con potencia contratada igual o inferior a 15 kW evolucionará de la misma manera que el número de hogares. Por lo que respecta a la potencia y el consumo medio de los puntos de suministro durante el periodo de previsión se estima que se verá afectado por la penetración del vehículo eléctrico, las bombas de calor y las

medidas de eficiencia energética que se implementarán en el periodo derivadas del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (en adelante PNIEC).

Al respecto se indica que, se estima que el descenso del consumo eléctrico a través de la red motivado por el incremento del autoconsumo y las medidas de eficiencia energética será parcialmente compensado por el aumento de la demanda por la penetración de las bombas de calor y el vehículo eléctrico.

Respecto de la penetración del vehículo eléctrico se han adoptado las siguientes hipótesis:

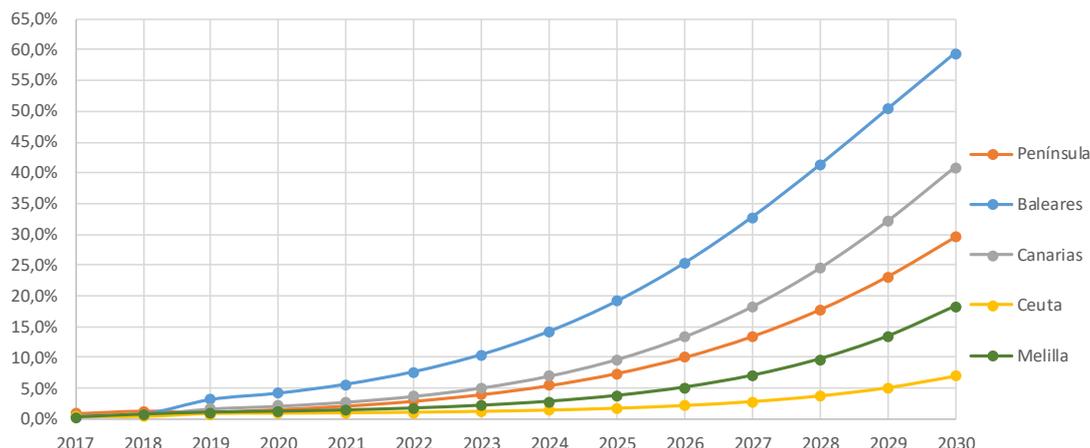
- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado por la ganancia de cuota de mercado de la utilización de vehículo de uso compartido.
- Se considera que las matriculaciones crecerán a un ritmo constante durante el periodo. En particular, se ha mantenido el incremento registrado en el último ejercicio con información disponible, esto es el 2,1% en el subsistema peninsular, el 1,7% en el subsistema balear, el 2,3% en el subsistema canario, el 1,3% en el subsistema ceutí y el 2,7% en el subsistema melillense.
- La cuota anual de matriculaciones de vehículos ligeros eléctricos evoluciona según una distribución logística (curva S) en línea con lo contemplado en el "Informe de la comisión de expertos de transición energética" hasta alcanzar el 100% en 2050, si bien los parámetros se han ajustado por subsistema, a efectos de reflejar las distintas realidades. Cabe señalar que, entre otros factores, en la penetración del vehículo eléctrico las políticas específicas de las distintas Comunidades Autónomas<sup>22</sup> tendrán gran impacto a la hora de fomentar la transición de un vehículo de motor de combustión a eléctrico. En este sentido se estima que la penetración será más rápida en los subsistemas peninsular y balear y más lenta en el resto de subsistemas.
- Se estima que, la penetración del vehículo eléctrico representará, aproximadamente, el 7% de los vehículos ligeros en 2030.
- Se ha estimado que el 70% de los vehículos eléctricos serán turismos y el 30% ciclomotores o motocicletas, con una potencia de carga de 3,45 kW y 1,5 kW, respectivamente.
- Se ha considerado que el 50% de las cargas de los vehículos eléctricos se realizará en horario nocturno y no supondrán por tanto un aumento de potencia y que el 50% restante se distribuyen homogéneamente durante el resto de las horas.

---

<sup>22</sup> Ley 10/2019 de 22 de febrero de Cambio climático y transición energética de las Islas Baleares.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 540.000 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 680 GWh y en la potencia contratada de 344 GW (véase Gráfico I.6).

**Gráfico I.6. Evolución del grado de penetración del vehículo ligero eléctrico**



Fuente: CNMC

Respecto de la penetración de las bombas de calor, se ha estimado que se mantendrá la tendencia registrada en los últimos años<sup>23</sup>, de forma que el 40% de los hogares dispondrán de bomba de calor en 2025, lo que, supuesto que el 50% se deberá a nuevos consumos y el 50% desplazará otros consumos eléctricos, tendrá un impacto en la demanda de 1,4 TWh.

Respecto de la penetración del autoconsumo, se ha considerado que anualmente el 1% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán 1,7 kW de potencia fotovoltaica y se acogerá a autoconsumo, de forma que el autoconsumo representará el 5% de la demanda nacional en 2025.

Respecto de las medidas de eficiencia se ha estimado que en el sector doméstico el tamaño medio de los suministros se reducirá un 5% anual como consecuencia de la renovación de los electrodomésticos. Asimismo, se ha considerado que la mejora de la eficiencia de los mismos y la tasa de renovación de los electrodomésticos es del 10% anual, supuesta una vida útil de 10 años.

Por otra parte, se estima que, en los años 2023, 2024 y 2025 se producirán incrementos de la demanda no doméstica en línea con las previsiones del

<sup>23</sup> Véase “Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España”, IDAE, disponible en <https://www.idae.es/publicaciones/sintesis-del-estudio-parque-de-bombas-de-calor-en-espana-estudios-idae-001>

crecimiento económico. En particular, se considera que un crecimiento del PIB del 3,5% en 2023, 2,1% en 2024 y 1,5% en 2025.

A partir del 2023, se estima que la demanda asociada a la prestación de servicios y la demanda asociada a los sectores del automóvil, químico, papelerero, de la construcción y alimentaria, textil y calzado presentarán incrementos en línea con las previsiones de crecimiento económico, parcialmente compensados por la adopción de medidas de eficiencia energética, mientras que la demanda industrial asociada a los sectores agrícola y metalúrgico permanecerán estable. Respecto de la penetración del autoconsumo en el sector no doméstico se han tomado las previsiones proporcionadas por las empresas. Cabe señalar que esta previsión no está detallada por tecnología, pudiendo incluir además de la solar fotovoltaica otras tecnologías.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes, potencia contratada por periodo horario y consumo por periodo horario para el periodo de 2023 a 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.28 se presenta las previsiones de la CNMC relativas a la demanda en consumo y en b.c., desagregadas por subsistema y distinguiendo entre la demanda suministrada desde las redes y demanda autogenerada, así como la evolución de las pérdidas medias previstas para el periodo regulatorio y en el Cuadro I.29 se presenta el detalle de las previsiones de la CNMC de la demanda en consumo, desagregadas por grupo tarifario y periodo horario, a efectos del cálculo de los peajes de transporte y distribución para el periodo 2023-2025.

Cabe señalar que, si bien se estiman incrementos relevantes de la demanda nacional, motivado por el proceso de electrificación de la economía, estos incrementos no se traducen en incrementos de energía suministrada desde las redes, debido a la penetración del autoconsumo, que se estima alcanzará el 7% en 2025.

**Cuadro I.28. Demanda en b.c. de la redes, autoconsumo y demanda b.c Previsión en el periodo 2022-2025 de la CNMC**

**1. Demanda en consumo**

Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>226.572</b>	<b>229.031</b>	<b>230.777</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>13.218</b>	<b>13.384</b>	<b>13.511</b>
Baleares	5.163	5.236	5.298
Canarias	7.676	7.768	7.832
Ceuta	175	176	177
Melilla	204	204	205
<b>Demanda nacional</b>	<b>239.790</b>	<b>242.415</b>	<b>244.288</b>

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,8%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,9%</b>
Baleares	1,5%	1,4%	1,2%
Canarias	1,5%	1,2%	0,8%
Ceuta	0,8%	0,4%	0,5%
Melilla	0,3%	0,1%	0,3%
<b>Demanda nacional</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,8%</b>

**2. Demanda en b.c.**

**2.1 Demanda en b.c. tomada de las redes**

Demanda en b.c. de las redes (GWh)	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>250.916</b>	<b>253.410</b>	<b>255.111</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>14.192</b>	<b>14.371</b>	<b>14.507</b>
Baleares	5.596	5.675	5.742
Canarias	8.187	8.285	8.353
Ceuta	197	197	198
Melilla	213	213	213
<b>Demanda de redes</b>	<b>265.108</b>	<b>267.780</b>	<b>269.618</b>

% variación demanda en b.c.	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,7%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,9%</b>
Baleares	1,5%	1,4%	1,2%
Canarias	1,5%	1,2%	0,8%
Ceuta	0,8%	0,4%	0,5%
Melilla	0,3%	0,1%	0,3%
<b>Demanda nacional</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>0,7%</b>

## 2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>11.175</b>	<b>15.782</b>	<b>20.774</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>119</b>	<b>205</b>	<b>318</b>
Baleares	53	93	160
Canarias	66	111	157
Ceuta	0	0	1
Melilla	0	0	1
<b>Demanda nacional</b>	<b>11.295</b>	<b>15.987</b>	<b>21.092</b>

% variación Autoconsumo	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>72,6%</b>	<b>41,2%</b>	<b>31,6%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>83,3%</b>	<b>71,8%</b>	<b>55,2%</b>
Baleares	81,2%	75,4%	71,2%
Canarias	85,4%	68,7%	41,7%
Ceuta	50,0%	100,6%	50,5%
Melilla	50,0%	100,6%	50,5%
<b>Demanda nacional</b>	<b>72,7%</b>	<b>41,5%</b>	<b>31,9%</b>

## 2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>262.091</b>	<b>269.192</b>	<b>275.886</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>14.311</b>	<b>14.575</b>	<b>14.825</b>
Baleares	5.650	5.768	5.902
Canarias	8.252	8.396	8.510
Ceuta	197	198	199
Melilla	213	213	214
<b>Demanda nacional</b>	<b>276.402</b>	<b>283.767</b>	<b>290.710</b>

% variación demanda nacional	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>3,2%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,5%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,7%</b>
Baleares	1,9%	2,1%	2,3%
Canarias	1,8%	1,7%	1,4%
Ceuta	0,8%	0,5%	0,6%
Melilla	0,3%	0,2%	0,4%
<b>Demanda nacional</b>	<b>3,1%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,4%</b>

% penetración autoconsumo	2023	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>4,3%</b>	<b>5,9%</b>	<b>7,5%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,4%</b>	<b>2,1%</b>
Baleares	0,9%	1,6%	2,7%
Canarias	0,8%	1,3%	1,8%
Ceuta	0,1%	0,2%	0,3%
Melilla	0,1%	0,2%	0,3%
<b>Demanda nacional</b>	<b>4,1%</b>	<b>5,6%</b>	<b>7,3%</b>

### 3. Pérdidas implícitas de redes

<b>Pérdidas implícitas (%)</b>	<b>2023</b>	<b>2024</b>	<b>2025</b>
<b><i>Peninsular</i></b>	<b>10,7%</b>	<b>10,6%</b>	<b>10,5%</b>
<b><i>Extrapesinular</i></b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>
Baleares	8,4%	8,4%	8,4%
Canarias	6,7%	6,7%	6,7%
Ceuta	12,2%	12,2%	12,2%
Melilla	4,3%	4,3%	4,3%
<b><i>Demanda nacional</i></b>	<b>10,6%</b>	<b>10,5%</b>	<b>10,4%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.29. Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el periodo 2023-2025**

Sistema Nacional. Año 2023														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		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
<b>Baja tensión</b>	<b>30.009.562</b>	<b>143.251</b>	<b>149.275</b>	<b>19.129</b>	<b>19.107</b>	<b>19.109</b>	<b>21.162</b>	<b>25.703.467</b>	<b>25.056.878</b>	<b>40.706.766</b>	<b>4.967.346</b>	<b>1.836.875</b>	<b>14.152.252</b>	<b>112.423.584</b>
2.0 TD	29.207.711	125.464	130.164					21.103.047	20.023.177	36.077.844				
3.0 TD	801.850	17.787	19.111	19.129	19.107	19.109	21.162	4.600.420	5.033.701	4.628.922	4.967.346	1.836.875	14.152.252	35.219.516
<b>Alta tensión</b>	<b>115.813</b>	<b>28.571</b>	<b>29.909</b>	<b>30.484</b>	<b>30.708</b>	<b>31.625</b>	<b>40.421</b>	<b>12.469.238</b>	<b>15.409.093</b>	<b>13.944.901</b>	<b>16.149.034</b>	<b>7.057.151</b>	<b>62.336.681</b>	<b>127.366.098</b>
6.1 TD	110.074	19.215	20.082	20.295	20.337	20.679	26.211	7.533.654	8.972.291	8.211.727	9.399.127	3.965.300	31.754.786	69.836.885
6.2 TD	4.398	4.221	4.400	4.498	4.407	4.618	6.213	2.334.492	2.955.145	2.613.815	2.984.910	1.291.328	12.001.368	24.181.058
6.3 TD	509	1.931	2.007	2.039	2.065	2.152	2.716	972.793	1.255.760	1.151.665	1.364.919	609.080	6.173.777	11.527.994
6.4 TD	832	3.205	3.420	3.651	3.900	4.177	5.281	1.628.300	2.225.897	1.967.693	2.400.078	1.191.443	12.406.750	21.820.161
<b>Total</b>	<b>30.125.375</b>	<b>171.822</b>	<b>179.184</b>	<b>49.613</b>	<b>49.815</b>	<b>50.735</b>	<b>61.583</b>	<b>38.172.705</b>	<b>40.465.971</b>	<b>54.651.666</b>	<b>21.116.380</b>	<b>8.894.026</b>	<b>76.488.933</b>	<b>239.789.682</b>

Sistema Nacional. Año 2024														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		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
<b>Baja tensión</b>	<b>30.079.094</b>	<b>143.694</b>	<b>149.735</b>	<b>19.181</b>	<b>19.158</b>	<b>19.161</b>	<b>21.218</b>	<b>25.600.533</b>	<b>25.018.772</b>	<b>40.446.664</b>	<b>5.162.741</b>	<b>2.067.258</b>	<b>14.838.274</b>	<b>113.134.241</b>
2.0 TD	29.273.495	125.859	130.572					21.053.557	19.976.139	36.044.937				77.074.634
3.0 TD	805.600	17.835	19.162	19.181	19.158	19.161	21.218	4.546.976	5.042.632	4.401.727	5.162.741	2.067.258	14.838.274	36.059.607
<b>Alta tensión</b>	<b>116.583</b>	<b>28.697</b>	<b>30.041</b>	<b>30.617</b>	<b>30.842</b>	<b>31.763</b>	<b>40.597</b>	<b>12.473.392</b>	<b>15.286.340</b>	<b>13.873.839</b>	<b>16.830.671</b>	<b>7.349.884</b>	<b>63.466.372</b>	<b>129.280.497</b>
6.1 TD	110.823	19.311	20.183	20.397	20.439	20.783	26.343	7.557.020	8.948.885	8.193.495	9.817.572	4.159.610	32.369.232	71.045.815
6.2 TD	4.417	4.237	4.417	4.516	4.424	4.636	6.237	2.286.787	2.893.092	2.571.754	3.138.294	1.403.750	12.315.476	24.609.153
6.3 TD	510	1.942	2.019	2.051	2.077	2.164	2.732	962.407	1.240.691	1.131.750	1.407.744	635.581	6.375.056	11.753.229
6.4 TD	832	3.207	3.422	3.653	3.902	4.180	5.285	1.667.177	2.203.672	1.976.840	2.467.060	1.150.943	12.406.607	21.872.300
<b>Total</b>	<b>30.195.677</b>	<b>172.391</b>	<b>179.776</b>	<b>49.798</b>	<b>50.001</b>	<b>50.924</b>	<b>61.816</b>	<b>38.073.925</b>	<b>40.305.111</b>	<b>54.320.503</b>	<b>21.993.412</b>	<b>9.417.142</b>	<b>78.304.646</b>	<b>242.414.738</b>

Sistema Nacional. Año 2025														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		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
<b>Baja tensión</b>	<b>30.154.118</b>	<b>144.215</b>	<b>150.275</b>	<b>19.243</b>	<b>19.221</b>	<b>19.223</b>	<b>21.286</b>	<b>25.650.227</b>	<b>25.078.197</b>	<b>40.545.795</b>	<b>5.250.479</b>	<b>2.102.377</b>	<b>15.088.721</b>	<b>113.715.795</b>
2.0 TD	29.344.842	126.322	131.051					21.026.553	19.950.432	36.069.362				77.046.346
3.0 TD	809.276	17.893	19.224	19.243	19.221	19.223	21.286	4.623.674	5.127.765	4.476.433	5.250.479	2.102.377	15.088.721	36.669.449
<b>Alta tensión</b>	<b>117.269</b>	<b>28.800</b>	<b>30.148</b>	<b>30.726</b>	<b>30.950</b>	<b>31.873</b>	<b>40.740</b>	<b>12.603.079</b>	<b>15.443.524</b>	<b>14.016.821</b>	<b>17.003.400</b>	<b>7.424.459</b>	<b>64.081.019</b>	<b>130.572.302</b>
6.1 TD	111.496	19.395	20.270	20.485	20.528	20.873	26.458	7.645.485	9.053.679	8.289.492	9.932.631	4.208.357	32.748.253	71.877.897
6.2 TD	4.431	4.249	4.429	4.528	4.436	4.648	6.254	2.315.747	2.929.734	2.604.337	3.178.059	1.421.536	12.471.427	24.920.840
6.3 TD	511	1.951	2.028	2.060	2.086	2.174	2.744	976.577	1.258.958	1.148.413	1.428.471	644.939	6.468.917	11.926.273
6.4 TD	832	3.206	3.421	3.652	3.901	4.178	5.283	1.665.271	2.201.152	1.974.580	2.464.240	1.149.627	12.392.422	21.847.292
<b>Total</b>	<b>30.271.387</b>	<b>173.015</b>	<b>180.423</b>	<b>49.969</b>	<b>50.171</b>	<b>51.096</b>	<b>62.025</b>	<b>38.253.306</b>	<b>40.521.721</b>	<b>54.562.616</b>	<b>22.253.879</b>	<b>9.526.836</b>	<b>79.169.740</b>	<b>244.288.097</b>

Fuente: CNMC

