

**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 2023**

**RAP/DE/009/22**

15 de diciembre de 2022

[www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)

# 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 2023

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>10</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>10</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN .....</b>	<b>13</b>
<b>4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN.....</b>	<b>20</b>
4.1. Previsión de cierre 2022 .....	20
4.2. Previsión 2013.....	25
<b>5. RETRIBUCIÓN DEL TRANSPORTE Y LA DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>29</b>
5.1. Retribución del transporte.....	31
5.2. Retribución de la distribución.....	33
5.3. Desvíos de retribución de ejercicios anteriores .....	35
5.4. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022 .....	39
<b>6. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN .....</b>	<b>45</b>
6.1. Retribución asignada a los peajes de transporte y distribución .....	45
<b>7. OTRAS DISPOSICIONES .....</b>	<b>117</b>
<b>ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2022-2025 .....</b>	<b>118</b>

## ÍNDICE DE CUADROS

<b>Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2021, 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 2022.....</b>	<b>20</b>
<b>Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso .....</b>	<b>22</b>

<b>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 .....</b>	<b>24</b>
<b>Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2022 .....</b>	<b>25</b>
<b>Cuadro 5. Previsión del número de suministros, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2022 .....</b>	<b>25</b>
<b>Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2023 .....</b>	<b>26</b>
<b>Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso .....</b>	<b>27</b>
<b>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 2022 y para 2023. Sistema Nacional .....</b>	<b>28</b>
<b>Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para 2023 .....</b>	<b>29</b>
<b>Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2023.....</b>	<b>29</b>
<b>Cuadro 11. Retribución provisional del transporte para 2023.....</b>	<b>33</b>
<b>Cuadro 12. Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 2023.....</b>	<b>35</b>
<b>Cuadro 13. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2021 y retribución registrada en la Liquidación definitiva de 2021 .....</b>	<b>36</b>
<b>Cuadro 14. Ingresos previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2021 e ingresos registrados en la liquidación definitiva de 2021 .....</b>	<b>38</b>
<b>Cuadro 15. Desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2021. ....</b>	<b>39</b>

<b>Cuadro 16. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2022 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2022</b>	<b>42</b>
<b>Cuadro 17. Ingresos por peajes de transporte y distribución previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2022 y para el cierre de 2022</b>	<b>43</b>
<b>Cuadro 18. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022</b>	<b>45</b>
<b>Cuadro 19. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2023</b>	<b>46</b>
<b>Cuadro 20. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte en el ejercicio 2023</b>	<b>47</b>
<b>Cuadro 21. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución en 2023</b>	<b>49</b>
<b>Cuadro 22. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución de 2023 que se debe 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</b>	<b>50</b>
<b>Cuadro 23. Asignación de la retribución del transporte y la distribución de cada nivel tarifario al término de potencia y al término de energía</b>	<b>51</b>
<b>Cuadro 24. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión de los ejercicios 2019 y 2021</b>	<b>52</b>
<b>Cuadro 25. Distribución por periodo horario de las primeras 1.600 horas de la monótona de cada nivel de tensión correspondientes al ejercicio 2021</b>	<b>53</b>
<b>Cuadro 26. 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 1.600 horas. Año 2023</b>	<b>53</b>
<b>Cuadro 27. 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 1.600 horas. Año 2023</b>	<b>54</b>

<b>Cuadro 28. 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. Monótona del sistema 2021 .....</b>	<b>55</b>
<b>Cuadro 29. Coeficientes de asignación de la retribución del nivel de tensión tarifario <math>i</math> de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión. Balances año 2021.....</b>	<b>56</b>
<b>Cuadro 30. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de potencia del nivel de tensión tarifario <math>i</math> de cada periodo <math>p</math> al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2023.....</b>	<b>57</b>
<b>Cuadro 31. 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 2023.....</b>	<b>58</b>
<b>Cuadro 32. Coeficientes de asignación de la retribución a recuperar por el componente término de energía del nivel de tensión tarifario <math>i</math> de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores. Año 2023.....</b>	<b>59</b>
<b>Cuadro 33. Asignación de la retribución (miles €) que se debe recuperar por el término de energía del nivel de tensión tarifario <math>i</math> de cada periodo al propio nivel de tensión y a niveles de tensión inferiores conforme a la Circular 3/2020. Año 2023 .....</b>	<b>60</b>
<b>Cuadro 34. 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 .....</b>	<b>61</b>
<b>Cuadro 35. 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 <math>i</math> en el periodo <math>p</math>. Año 2023 .....</b>	<b>62</b>
<b>Cuadro 36. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2023 .....</b>	<b>64</b>
<b>Cuadro 37. 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 <math>i</math> en el periodo <math>p</math>. Año 2023.....</b>	<b>65</b>

<b>Cuadro 38. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2023 .....</b>	<b>67</b>
<b>Cuadro 39. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2023 .....</b>	<b>68</b>
<b>Cuadro 40. 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 2023 .....</b>	<b>70</b>
<b>Cuadro 41. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2023 .....</b>	<b>71</b>
<b>Cuadro 43. 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 2023 .....</b>	<b>74</b>
<b>Cuadro 44. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2023 .....</b>	<b>75</b>
<b>Cuadro 46. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2023 .....</b>	<b>77</b>
<b>Cuadro 47. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2023 .....</b>	<b>79</b>
<b>Cuadro 48. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día) resultantes de la metodología para el año 2023 y 2022 .....</b>	<b>80</b>
<b>Cuadro 49. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW) de los ejercicios 2023 y 2022 .....</b>	<b>81</b>
<b>Cuadro 50. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 con cambio de potencia el día 11 del ciclo de facturación de un mes de 30 días .....</b>	<b>82</b>
<b>Cuadro 51. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 4 o</b>	

<b>5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (29 julio – 2 septiembre) .....</b>	<b>83</b>
<b>Cuadro 52. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 con cambio de potencia el día 14 del ciclo de facturación de un mes de 30 días .....</b>	<b>84</b>
<b>Cuadro 53. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (25 noviembre – 25 diciembre).....</b>	<b>85</b>
<b>Cuadro 54. Parte de la retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en la determinación de los peajes de 2022 y 2023 .....</b>	<b>88</b>
<b>Cuadro 55. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes del ejercicio 2023 .....</b>	<b>89</b>
<b>Cuadro 56. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 2.000 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>90</b>
<b>Cuadro 57. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 2.000 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>91</b>
<b>Cuadro 58. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>92</b>
<b>Cuadro 59. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>93</b>
<b>Cuadro 60. Días de máxima demanda por periodo horario a efectos de la solicitud de balances de potencia y energía de la Resolución de peajes de los ejercicios 2022 y 2023 .....</b>	<b>94</b>
<b>Cuadro 61. Impacto de la actualización de los balances de potencia y energía en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>95</b>

<b>Cuadro 62. Impacto de la actualización los balances de potencia y energía en la facturación de los peajes de transporte y distribución .....</b>	<b>96</b>
<b>Cuadro 63. Impacto de la actualización de las variables de facturación sobre los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución.....</b>	<b>98</b>
<b>Cuadro 64. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2022.....</b>	<b>99</b>
<b>Cuadro 65. Comparación de los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2022 y 2023 .....</b>	<b>101</b>
<b>Cuadro 66. Comparación de previsiones de potencia, consumo, facturación de peajes y precio medio implícitas en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2022 y 2023.....</b>	<b>103</b>
<b>Cuadro 67. Peajes de transporte y distribución de la Resolución de 16 de diciembre 2021 y resultado de la asignación supuesto el escenario previsto para el cierre de 2022.....</b>	<b>105</b>
<b>Cuadro 68. Comparación de previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2022 de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y la asignación que resulta para la previsión de cierre de 2022.....</b>	<b>107</b>
<b>Cuadro 69. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2022 con la previsión de cierre de 2022 y para 2023 .....</b>	<b>108</b>
<b>Cuadro 70. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2022 y 2023.....</b>	<b>110</b>
<b>Cuadro 71. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios de 2023.....</b>	<b>111</b>
<b>Cuadro 72. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios de 2023.....</b>	<b>112</b>
<b>Cuadro 73. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio sin considerar los desvíos en la actividad de transporte.....</b>	<b>114</b>

**Cuadro 74. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio incluyendo los desvíos en la actividad de transporte..... 116**

## 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 2023, 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 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<sup>1</sup>.

El 23 de marzo de 2021, fue publicada 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

---

<sup>1</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-1066>

distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de junio de 2021 (en adelante Resolución de peajes 2021)<sup>2</sup>.

El 22 de diciembre de 2021 fue publicada la Resolución de 16 de diciembre 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 enero de 2022 (en adelante Resolución de peajes 2022)<sup>3</sup>.

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<sup>4</sup> 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<sup>5</sup>.

No obstante, a la espera de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016<sup>6</sup> y IET/981/2016<sup>7</sup>, las resoluciones<sup>8</sup> de la CNMC por las que se establece la

---

<sup>2</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-4565)

<sup>3</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21208>

<sup>4</sup> Disponible <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18260>

<sup>5</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18261>

<sup>6</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>7</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

<sup>8</sup> Resolución de 28 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2021, Resolución de 28 de enero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2021, Resolución de 27 de enero de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2022 y Resolución de 27 de enero de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la

retribución de las actividades de transporte y distribución de los ejercicios 2021 y 2022 fijaron con carácter provisional las retribuciones para sendos ejercicios fijadas en las citadas órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016.

Por otra parte, 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 y distribución de energía eléctrica para los años 2016<sup>9</sup>, 2017, 2018 y 2019

El 1 de junio fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, por la que se ejecuta la sentencia del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016<sup>10</sup>.

Posteriormente, fue publicada la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019<sup>11</sup>.

A la fecha de realizar esta resolución siguen pendientes de publicación las órdenes por las que se establece la retribución del transporte para los ejercicios 2016 a 2019.

---

Competencia, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2022.

<sup>9</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 fueron sometidas a trámite de audiencia.

<sup>10</sup> Disponible en [https://boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010](https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-9010)

<sup>11</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13101](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-13101)

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 (en adelante CCE). Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo el 18 de noviembre de 2022 fue remitida 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 2023 y la Memoria justificativa, sometándose también a información pública en la página web de este Organismo. Estos trámites finalizaron el 2 de diciembre de 2022.

En el procedimiento de audiencia se han recibido comentarios de 10 agentes, de los cuales dos han manifestado no tener observaciones y uno las ha declarado 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 consideran insuficiente la justificación y soporte de los costes considerados, dado que carece del grado de desagregación necesaria para poder replicar los cálculos realizados.

Por el contrario, un agente valora muy positivamente la incorporación de las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el año 2023, con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, partiendo, a su vez, de una estimación para los ejercicios 2020, 2021 y 2022, garantizando de esta forma el principio de sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 13 de la Ley del Sector Eléctrico.

Otro agente señala que la retribución de la distribución de 2023 considerada en el cálculo de los peajes no debería tomar como referencia la Orden TED/749/2022, que establece la retribución para los años 2017-2019, por el riesgo de que se genere un déficit de ingresos si la retribución definitiva que finalmente se apruebe resulta ser más alta, si se estiman los recursos interpuestos ante el Tribunal Supremo contra las órdenes TED/490/2022 y TED/749/2022.

Finalmente, otro agente considera que sería conveniente actualizar las retribuciones de transporte y distribución y que, en su caso, las sentencias resultantes en los ejercicios con retribuciones ya definitivas vayan con cargo a los presupuestos públicos.

- *Destino del superávit del Sector Eléctrico del ejercicio 2021*

Tres agentes ponen de manifiesto la diferencia existente entre lo establecido en la disposición adicional segunda del Real Decreto-Ley 17/2022 que indica que “*con carácter excepcional, si en el cierre del ejercicio 2021 se generase superávit de ingresos del sistema eléctrico, la totalidad del mismo se aplicará para cubrir los desajustes temporales y las desviaciones transitorias entre ingresos y costes del ejercicio 2022*” y lo que se dispone en la Memoria según la cual los ingresos por desvíos en la facturación de peajes correspondientes al ejercicio 2021 se asignan al cálculo de peajes de transporte y distribución del año 2023. Estos tres agentes consideran que los desvíos de facturación y retribución del ejercicio 2021 no deben incluirse como ingreso en el cálculo de la retribución a recuperar por los peajes de 2023.

- *Sobre el precio de los excesos de potencia*

Un agente solicita que se reconsidere y se reduzcan los precios de los excesos de potencia debido al fuerte impacto que supone para determinados consumidores. Alternativamente, y en caso de no atenderse a esta solicitud, solicita un periodo transitorio de 6 o más meses para optimizar las potencias contratadas, gestionarlo ante los distribuidores y recibir respuesta, para evitar incurrir en sobrecostes.

Otro agente señala que existen dudas relativas a la aplicación de los excesos de potencia para los suministros con tipo de medida 1, 2 y 3 por indicarse en la Memoria que se aplicará un prorrateo cuando durante el ciclo se produzca un cambio de potencia o un cambio de temporada, pero no en el texto de la Resolución. Además, propone que se incluyan ejemplos aclaratorios de facturación en la Memoria especificando los criterios de prorrateo en todas las situaciones explicitadas. Por último, indica que han surgido dudas respecto a la aplicación de los excesos de potencia a las tarifas específicas para puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de

vehículos eléctricos (3.0 TDVE y 6.1 TDVE) por lo que propone aclarar en la Resolución el procedimiento aplicable.

- *Sobre la posibilidad de modificar los términos de los peajes de transporte y distribución una vez se dispongan los valores definitivos de la retribución*

Un agente se muestra contrario a la posibilidad de modificar los términos de los peajes de transporte y distribución de 2023 una vez se dispongan los valores definitivos de la retribución, (i) por la incerteza e inseguridad jurídica que añade a los agentes y consumidores, (ii) las dudas y desconcierto que generan los continuos y reiterados cambios de los valores de los peajes de acceso y, por consiguiente, del precio de su contrato de suministro en un mismo ejercicio, y (iii) el impacto en los costes de las empresas comercializadoras y distribuidoras que supone la modificación y adaptación de sus sistemas y programas. Por ello propone se prevean los mecanismos y medios necesarios para reducir estos posibles impactos negativos consecuencia de las inestabilidades e incertezas derivadas de continuos cambios regulatorios y de valores de precios regulados.

- *Sobre el precio del término de facturación de energía reactiva*

Un agente considera adecuado, mantener los precios del término de facturación por energía reactiva en 0,0 €/kVArh.

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

- Cuatro agentes consideran necesaria la revisión del **procedimiento general de liquidaciones** para que se adapte a las circunstancias actuales y a la separación entre los peajes de acceso a las redes y los cargos del sistema eléctrico, señalando que la desagregación del actual sistema de liquidaciones dos sistemas de liquidaciones, uno para peajes y otro para cargos presentaría un efecto positivo en relación a la cobertura de los posibles desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema eléctrico además de que dichos desajustes serían soportados por los agentes que reciben pagos en cada caja y dotaría de mayor transparencia y trazabilidad a los costes finales de electricidad recogidos en las facturas eléctricas.
- Un agente señala que debería revisarse el **mecanismo de financiación del desajuste por déficit de ingresos**, una vez cerrado el ejercicio, por considerar que debería financiarse a través de los Presupuestos Generales del Estado al ser consecuencia de una insuficiente previsión del escenario de costes e ingresos del sistema para cada ejercicio, cuya competencia

correspondiente a la CNMC, en cuanto a los peajes de acceso, y al MITERD, en cuanto a los cargos del sistema.

- Un agente considera que la no inclusión de los **suplementos territoriales** en la propuesta de Resolución de Peajes conlleva que las empresas distribuidoras deban asumir un coste que no viene reconocido en la metodología retributiva y que, finalmente, derivará en una pérdida que deberá ser asumida de forma indefinida, si bien dicho agente es plenamente 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 señala la **imposibilidad de cumplir con la obligación de las comercializadoras de comunicar a los clientes las variaciones de precio con un mes de antelación** respecto a su fecha de aplicación establecida en el artículo 4.2 del RDL 23/2021 en caso el caso de la fecha de aplicación de los nuevos peajes sea el 01/01/2023.
- Un agente solicita se desarrolle un procedimiento de actualización de los **coeficientes de pérdidas estándar** establecidos en el artículo 11 de la Circular 3/2020, de forma que se optimice la aplicación del incentivo de pérdidas de las empresas distribuidoras que establece la Circular 6/2019.
- Dos agentes solicitan se active **el grupo de trabajo de peajes** previsto en la disposición adicional primera de la Circular 3/2020. Uno de ellos indica que si bien valora positivamente la propuesta de peajes de transporte y electricidad para el año 2023, señala la necesidad de avanzar hacia unas señales coherentes entre los valores de los peajes que pagan los consumidores electrointensivos y la presencia de energía renovable en el sistema, proponiendo el inicio de los trabajos de revisión de metodología.
- Dos agentes solicitan se **exonere de pagar tarifas de acceso a la energía de regulación “a bajar” proporcionada por la demanda**. Así, cuando un consumidor participe en los mercados de Balance o de no-frecuencia incrementando su consumo, podrá hacerlo en igualdad de condiciones con la generación. Dicho agente, señala que la exoneración debería incluir tanto los términos de energía como los eventuales excesos de potencia respecto a la contratada para el funcionamiento normal. Este mismo agente señala que este tratamiento viene aplicándose desde 2019 en el sistema portugués, cuando se abrió el mercado de regulación a la demanda.
- Un agente considera que **el pago de los costes de los servicios de ajuste del sistema** supone otro sobrecoste para el consumidor industrial al que debe hacer frente cuando el perfil de consumo del consumidor

electrointensivo es de carácter estable y, por tanto, no genera desvíos al sistema por el lado de la demanda, por lo que solicita que, a falta de iniciativas para mitigar el impacto de los precios, se exima a los consumidores electrointensivos del pago de estos servicios.

- Dos agentes solicitan se traslade al Ministerio la necesidad de **prorrogar todas aquellas medidas que contribuyan a bajar el precio del suministro de los consumidores electrointensivos.**
- Un agente solicita que el **reintegro de los sobreingresos de las renovables con régimen retributivo específico se destine a financiar los peajes** y que su imputación se traslade de forma unitaria a la demanda, al objeto de alinear la integración de renovables con la gestión de la demanda, mitigando a su vez el impacto de los precios actuales que hacen inviable económicamente la actividad industrial.
- Un agente indica que al ampliar el Real Decreto Ley 29/2021 la posibilidad de que **generación y consumo se encuentren en distintos niveles de tensión** en la aplicación del peaje de autoconsumo a través de red es necesario revisar el cálculo de los peajes aplicables a dichos consumidores, proponiendo para ello realizar un estudio que determine el impacto de las pérdidas de los autoconsumos de proximidad.

En relación con las observaciones formuladas por los agentes se indica que se han incorporado las propuestas de mejora de los agentes en la Resolución en relación con los excesos de potencia aplicables a los consumidores acogidos a los peajes 3.0TDVE y 6.1TDVE.

Asimismo, se ha tenido en cuenta la alegación relativa a la incorporación en la memoria de ejemplos ilustrativos sobre la facturación de los excesos de potencia, con objeto de asegurar la coherencia en la facturación de este componente por parte de los agentes.

Por el contrario, teniendo en cuenta el procedimiento establecido en el artículo 5 de la Circular 3/2020, no se ha atendido la propuesta de los agentes de excluir de la determinación de los peajes del ejercicio 2023 los desvíos del ejercicio 2021.

Al respecto cabe señalar que, si bien conforme a la disposición adicional segunda del Real Decreto-ley 17/2022 se han incluido 772,4 M€ en la Liquidación provisional 10/2022 por aplicación del superávit de ingresos registrado en la Liquidación definitiva de 2021, se entiende que el desvío de ingresos que en su caso pudiera producir en el ejercicio 2023 no imputable a los peajes de transporte y distribución debiera ser recuperado mediante los cargos.

En todo caso, cabe señalar que se espera un superávit de ingresos en la liquidación definitiva del ejercicio 2022<sup>12</sup> y que, como en años anteriores, cabe prever que este superávit de ingresos sea incorporado en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2023, tal como se viene haciendo.

Adicionalmente, se indica que conforme a la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de un ejercicio no se incorpora la facturación por energía reactiva y excesos de potencia del propio ejercicio, al considerar que los términos de los peajes deben establecerse considerando que los consumidores se comportan de forma eficiente. Por lo que, independientemente de lo anterior, tampoco se espera un desajuste negativo en los peajes de redes del ejercicio 2023.

En consecuencia, la incorporación de los desvíos del ejercicio 2021 en la determinación de los peajes de 2023 no pone en riesgo la recuperación de la retribución del transporte y la distribución y su no incorporación sería contraria a la Circular 3/2020.

En relación con lo anterior, cabe señalar la necesidad de revisar el procedimiento de liquidaciones a efectos de separar la liquidación de peajes y cargos, aspecto señalado en el informe del Consejo de Estado al Proyecto de Real Decreto por el que se establece la metodología de cálculo de los cargos del sistema

---

<sup>12</sup> Para más información véase el epígrafe 5.4 de esta memoria y el *Acuerdo por el que se remite a la dirección general de política energética y minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2023*, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de 24 de noviembre de 2022 (INF/DE/208/22).

eléctrico<sup>13</sup> y, como se ha visto anteriormente, puesto de manifiesto por algunos agentes en sus alegaciones.

Finalmente, no se han incorporado aquellas alegaciones que exceden el ámbito de aplicación de la resolución, tales como las relativas a la modificación del procedimiento de liquidaciones, la financiación del desajuste de las liquidaciones con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, el detalle de cálculo de la retribución del transporte y la distribución, la introducción de medidas destinadas a reducir los costes de la energía de determinados consumidores, el establecimiento de los suplementos territoriales o la exoneración de pagar peajes y cargos de la energía de regulación “a bajar” proporcionada por la demanda.

Asimismo, tampoco se han considerados las alegaciones que requieren una modificación previa de la Circular 3/2020, tales como la modificación de la metodología aplicable para determinar los peajes de aplicación a los autoconsumidores por la energía autoconsumida en el caso de instalaciones próximas a través de red, la metodología de cálculo del término de facturación de los excesos de potencia o la actualización de los coeficientes de pérdidas.

---

<sup>13</sup> En particular, el informe del Consejo de Estado (disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=CE-D-2021-53>) señala en relación con el artículo 2 en el que se establecen los costes que se deben recuperar mediante cargos:

*“Por otra parte, este artículo merece una consideración adicional, en relación con una cuestión que ha sido planteada en el trámite de audiencia ante el Consejo de Estado. Como se ha señalado, de los artículos 13 y 16 de la Ley del Sector Eléctrico resulta con claridad que los costes de las redes serán financiados con los peajes y el resto -los listados en el apartado 1 de este artículo- por los cargos. En este sentido, como se ha indicado, el artículo proyectado es coherente con lo dispuesto en la ley, en la medida en que la metodología ha de tener por objeto establecer los cargos en función del importe de dichos costes. No obstante, dado que el procedimiento de liquidación del sistema -esto es, de la distribución del conjunto de los ingresos del sistema eléctrico entre sus costes- sigue estando regulado en un real decreto anterior a la vigente ley -el Real Decreto 2017/1997-, pudiera ocurrir que en el momento de llevar a cabo dicha liquidación no se tenga en cuenta debidamente la diferenciación entre ambos conceptos -costes de redes y resto de conceptos, peajes y cargos-. Por ello, debe considerarse la procedencia realizar una revisión en este punto del procedimiento de liquidación, con el fin de garantizar, que también en esta fase de liquidación se lleva a cabo la debida diferenciación entre los ingresos percibidos por los peajes y los derivados de los cargos, garantizando que las cantidades derivadas de los peajes únicamente se destinen a la retribución del transporte y distribución, mientras que la vinculada con los cargos atienda únicamente los costes relacionados en el apartado 1 de este artículo.”*

## 4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presenta la previsión de demanda en barras de central (b.c.) y en consumo de la CNMC para el cierre del ejercicio 2022 y 2023, 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 2022 y 2023, para el total nacional y desagregado por subsistema: peninsular, balear, canario, ceutí y melillense.

### 4.1. Previsión de cierre 2022

En el Cuadro 1 se presenta la demanda en b.c. registrada en 2021, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre de 2021-septiembre 2022) y el escenario de demanda previsto por la CNMC para el cierre de 2022. Teniendo en cuenta la información disponible por la CNMC, se estima que en 2022 la demanda en b.c. nacional alcanzará 252.474 GWh, un 1,4% inferior a la demanda en b.c. registrada en 2021 (255.989 GWh) y un 1,0% inferior a la demanda registrada en los últimos doce meses (254.958 GWh).

Por subsistemas, se prevé una contracción de la demanda en los subsistemas peninsular y melillense, con reducciones del 1,8% y del 3,8%, respectivamente. Por el contrario, se estima que la demanda en b.c. de los sistemas balear, canario y ceutí registrarán aumentos de demanda del 8,6%, del 3,4% y del 2,7%, respectivamente.

**Cuadro 1. Demanda en b.c. de 2021, 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 2022**

Sistema	2021 (GWh)	Últimos doce meses (oct 2021 - sep 2022)			Previsión CNMC de cierre 2022		
		GWh	% variación respecto 2021	Tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2021	% variación respecto últimos doce meses
<i>Peninsular</i>	241.914	239.911	-0,8%	-1,3%	237.650	-1,8%	-0,9%
<i>No peninsular</i>	14.075	15.047	6,9%	9,7%	14.824	5,3%	-1,5%
Baleares	5.553	6.104	9,9%	12,8%	6.028	8,6%	-1,2%
Canarias	8.119	8.544	5,2%	8,2%	8.396	3,4%	-1,7%
Ceuta	197	198	0,5%	0,7%	202	2,7%	2,1%
Mejilla	206	201	-2,2%	-2,3%	198	-3,8%	-1,6%
<b>Total Nacional</b>	<b>255.989</b>	<b>254.958</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>252.474</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-1,0%</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 2022. Se estima que en 2022 la demanda asociada al consumo de PYMES conectadas en baja tensión (peaje 3.0 TD), la demanda de consumidores conectados en media tensión (peaje 6.1 TD) y la demanda asociada a puntos de recarga de vehículos eléctricos (peajes 3.0 TDVE y 6.1 TDVE) aumentarán en todos los subsistemas. Respecto de la demanda asociada a consumidores domésticos (Peaje 2.0 TD) se estima que se contraerá en los subsistemas peninsular, ceutí y melillense y aumentará en los subsistemas balear y canario. Por último, se espera una contracción de la demanda de los consumidores industriales conectados en alta tensión (peajes 6.2 TD y 6.4 TD) del sistema peninsular. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista para el cierre de 2022 (228.233 GWh) se reduce un 1,6% respecto de la demanda registrada en 2021 (231.972 GWh).

**Cuadro 2. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

	Real 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>99.270</b>	<b>3.928</b>	<b>4.688</b>	<b>122</b>	<b>130</b>	<b>108.137</b>
2.0 TD	68.277	2.424	3.190	71	85	74.046
3.0 TD	30.993	1.504	1.498	51	45	34.090
3.0 TDVE	1	0	0	-	-	1
<b>Alta tensión</b>	<b>119.526</b>	<b>1.252</b>	<b>2.929</b>	<b>60</b>	<b>67</b>	<b>123.835</b>
6.1 TD	64.485	1.122	2.811	60	67	68.545
6.1 TDVE	0	-	-	-	-	0
6.2 TD	22.407	124	115	-	-	22.646
6.3 TD	10.900	1	0	-	-	10.901
6.4 TD	21.734	6	3	-	-	21.742
<b>Total</b>	<b>218.796</b>	<b>5.180</b>	<b>7.617</b>	<b>182</b>	<b>197</b>	<b>231.972</b>
	-	-	-	-	-	-
	Previsión de cierre 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>98.105</b>	<b>4.212</b>	<b>4.898</b>	<b>123</b>	<b>122</b>	<b>107.459</b>
2.0 TD	66.493	2.485	3.247	68	77	72.370
3.0 TD	31.597	1.727	1.651	54	44	35.074
3.0 TDVE	15	0	0	-	-	15
<b>Alta tensión</b>	<b>116.252</b>	<b>1.411</b>	<b>2.979</b>	<b>65</b>	<b>68</b>	<b>120.774</b>
6.1 TD	64.997	1.287	2.821	65	68	69.237
6.1 TDVE	12	-	-	-	-	12
6.2 TD	22.005	112	151	-	-	22.268
6.3 TD	10.997	1	0	-	-	10.998
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
<b>Total</b>	<b>214.357</b>	<b>5.623</b>	<b>7.877</b>	<b>187</b>	<b>190</b>	<b>228.233</b>
	-	-	-	-	-	-
	% variación 2022 sobre 2021					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>-1,2%</b>	<b>7,2%</b>	<b>4,5%</b>	<b>0,5%</b>	<b>-6,3%</b>	<b>-0,6%</b>
2.0 TD	-2,6%	2,5%	1,8%	-4,0%	-8,9%	-2,3%
3.0 TD	1,9%	14,9%	10,2%	6,8%	-1,3%	2,9%
3.0 TDVE	2031,5%	1209,1%	1500,0%	-	-	2025,2%
<b>Alta tensión</b>	<b>-2,7%</b>	<b>12,7%</b>	<b>1,7%</b>	<b>7,0%</b>	<b>1,1%</b>	<b>-2,5%</b>
6.1 TD	0,8%	14,7%	0,4%	7,0%	1,1%	1,0%
6.1 TDVE	5612,0%	-	-	-	-	5612,0%
6.2 TD	-1,8%	-9,6%	31,1%	-	-	-1,7%
6.3 TD	0,9%	-20,0%	45,2%	-	-	0,9%
6.4 TD	-16,1%	100,0%	124,7%	-	-	-16,0%
<b>Total</b>	<b>-2,0%</b>	<b>8,6%</b>	<b>3,4%</b>	<b>2,7%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>-1,6%</b>

Fuente: CNMC y SINCRO

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 2022 para el total nacional. Respecto de las potencias contratadas por periodo horario, se estima que, con carácter general experimentarán reducciones o aumentos moderados respecto de las registradas en 2021, con la excepción de los puntos de suministro dedicados a la recarga de vehículos eléctricos, para los que se estiman importantes incrementos. Como resultado de lo anterior, se espera una reducción de la potencia facturada del 0,7% respecto de la registrada en el ejercicio 2021.

Respecto del consumo por periodo horario, en coherencia con las medidas introducidas en el Reglamento (UE) 2022/1854<sup>14</sup> y en el Real Decreto-ley 18/2022<sup>15</sup>, se estima que el consumo se reducirá en mayor medida en los periodos de punta para los peajes que experimentan reducciones y aumentará en menor medida en los periodos de punta para los que se estiman incrementos de demanda.

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>14</sup> Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-M-2022-81456>)

<sup>15</sup> Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía ([https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040)).

**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 2021						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 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>29.944.578</b>	<b>145.095</b>	<b>144.011</b>	<b>145.537</b>	<b>20.173</b>	<b>20.175</b>	<b>20.177</b>	<b>22.829</b>	<b>24.354</b>	<b>23.612</b>	<b>39.230</b>	<b>4.784</b>	<b>1.816</b>	<b>14.341</b>	<b>108.137</b>
2.0 TD	29.143.983	125.457	125.455	125.497					20.307	18.878	34.861				74.046
3.0 TD	800.508	19.634	18.552	20.036	20.169	20.171	20.173	22.826	4.047	4.734	4.369	4.784	1.816	14.340	34.090
3.0 TDVE	87	4	4	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	1
<b>Alta tensión</b>	<b>116.285</b>	<b>26.756</b>	<b>25.100</b>	<b>26.430</b>	<b>28.174</b>	<b>28.540</b>	<b>28.774</b>	<b>44.333</b>	<b>11.387</b>	<b>14.672</b>	<b>14.089</b>	<b>15.906</b>	<b>6.600</b>	<b>61.181</b>	<b>123.835</b>
6.1 TD	110.925	17.175	16.230	17.052	17.831	17.942	18.076	30.601	6.951	8.624	8.355	9.322	3.754	31.540	68.545
6.1 TDVE	4	1	1	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	0
6.2 TD	3.869	4.248	4.016	4.163	4.500	4.534	4.578	6.092	2.043	2.689	2.499	2.849	1.212	11.353	22.646
6.3 TD	572	1.816	1.704	1.774	1.910	1.963	1.974	2.505	855	1.149	1.112	1.281	548	5.957	10.901
6.4 TD	916	3.517	3.149	3.440	3.932	4.101	4.145	5.132	1.539	2.210	2.123	2.454	1.086	12.331	21.742
<b>Total</b>	<b>30.060.862</b>	<b>171.851</b>	<b>169.112</b>	<b>171.966</b>	<b>48.347</b>	<b>48.715</b>	<b>48.951</b>	<b>67.163</b>	<b>35.741</b>	<b>38.284</b>	<b>53.319</b>	<b>20.690</b>	<b>8.415</b>	<b>75.522</b>	<b>231.972</b>

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2022						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2022						
			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>29.998.015</b>	<b>144.386</b>	<b>143.322</b>	<b>144.823</b>	<b>20.206</b>	<b>20.209</b>	<b>20.211</b>	<b>22.918</b>	<b>23.879</b>	<b>23.255</b>	<b>38.620</b>	<b>4.914</b>	<b>1.866</b>	<b>14.925</b>	<b>107.459</b>
2.0 TD	29.197.290	124.698	124.696	124.746					19.802	18.441	34.127				72.370
3.0 TD	800.144	19.664	18.602	20.053	20.182	20.185	20.187	22.894	4.076	4.812	4.490	4.912	1.865	14.919	35.074
3.0 TDVE	580	24	24	24	24	24	24	24	2	2	2	2	1	6	15
<b>Alta tensión</b>	<b>116.997</b>	<b>26.251</b>	<b>24.601</b>	<b>25.755</b>	<b>27.979</b>	<b>28.312</b>	<b>28.511</b>	<b>39.581</b>	<b>10.842</b>	<b>14.139</b>	<b>13.800</b>	<b>15.560</b>	<b>6.444</b>	<b>59.988</b>	<b>120.774</b>
6.1 TD	111.624	16.933	16.051	16.750	17.704	17.826	17.947	26.034	6.832	8.585	8.439	9.407	3.787	32.187	69.237
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.854	4.118	3.849	3.984	4.454	4.494	4.530	5.982	1.943	2.596	2.456	2.799	1.192	11.282	22.268
6.3 TD	581	1.828	1.707	1.768	1.964	1.982	1.989	2.549	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.998
6.4 TD	925	3.370	2.990	3.251	3.855	4.007	4.043	5.004	1.237	1.819	1.782	2.060	912	10.448	18.258
<b>Total</b>	<b>30.115.012</b>	<b>170.637</b>	<b>167.922</b>	<b>170.578</b>	<b>48.185</b>	<b>48.520</b>	<b>48.722</b>	<b>62.499</b>	<b>34.722</b>	<b>37.395</b>	<b>52.420</b>	<b>20.475</b>	<b>8.309</b>	<b>74.913</b>	<b>228.233</b>

% variación 2022 sobre 2021

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido 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>0,2%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,4%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>-1,6%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>4,1%</b>	<b>-0,6%</b>
2.0 TD	0,2%	-0,6%	-0,6%	-0,6%					-2,5%	-2,3%	-2,1%				-2,3%
3.0 TD	0,0%	0,2%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,3%	0,7%	1,6%	2,8%	2,7%	2,7%	4,0%	2,9%
3.0 TDVE	570,0%	555,0%	549,5%	558,4%	558,6%	558,6%	558,6%	554,9%	1873,6%	1684,7%	2044,5%	2070,3%	1906,8%	2219,9%	2025,2%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,6%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>-10,7%</b>	<b>-4,8%</b>	<b>-3,6%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-2,2%</b>	<b>-2,4%</b>	<b>-1,9%</b>	<b>-2,5%</b>
6.1 TD	0,6%	-1,4%	-1,1%	-1,8%	-0,7%	-0,6%	-0,7%	-14,9%	-1,7%	-0,5%	1,0%	0,9%	0,9%	2,1%	1,0%
6.1 TDVE	278,5%	281,6%	284,5%	284,5%	284,5%	284,5%	284,9%	220,3%	5645,3%	6081,9%	4004,4%	5573,5%	9131,3%	5747,7%	5612,0%
6.2 TD	-0,4%	-3,1%	-4,2%	-4,3%	-1,0%	-0,9%	-1,0%	-1,8%	-4,9%	-3,4%	-1,7%	-1,7%	-1,7%	-0,6%	-1,7%
6.3 TD	1,5%	0,7%	0,2%	-0,3%	2,8%	1,0%	0,7%	1,7%	-3,0%	-1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	1,8%	0,9%
6.4 TD	1,0%	-4,2%	-5,0%	-5,5%	-1,9%	-2,3%	-2,5%	-2,5%	-19,6%	-17,7%	-16,1%	-16,1%	-16,1%	-15,3%	-16,0%
<b>Total</b>	<b>0,2%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-0,3%</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>-6,9%</b>	<b>-2,9%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1,6%</b>

Fuente: CNMC y SINCRO

En el Cuadro 4 se presenta la previsión para el cierre de 2022 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se indica que las previsiones resultan de la agregación de la información trasladada por las empresas distribuidoras.

**Cuadro 4. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red prevista para el cierre de 2022**

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	2.394	20	185	11.042				11.247
3.0 TDA	398	32	35	37	40	14	127	285
6.1 TDA	17	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	2	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	1	2.490	4.439	5.186	5.078	1.996	16.903	36.092
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.812</b>	<b>2.542</b>	<b>4.658</b>	<b>16.264</b>	<b>5.118</b>	<b>2.010</b>	<b>17.030</b>	<b>47.623</b>

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 5 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2022 de los puntos de suministro 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 suministros, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2022**

Peaje T&D	Nº suministros	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>138.922</b>	<b>938.262</b>	<b>950.994</b>	<b>440.123</b>	<b>31,6%</b>	<b>298.761</b>
2.0 TD	132.688	734.004	553.459	197.915	26,3%	241.186
3.0 TD	6.234	204.257	397.535	242.209	37,9%	57.575
<b>Alta tensión</b>	<b>1.999</b>	<b>1.041.171</b>	<b>3.427.011</b>	<b>2.442.749</b>	<b>41,6%</b>	<b>3.005.536</b>
6.1 TD	1.834	585.683	1.609.017	1.308.775	44,9%	1.521.140
6.2 TD	133	175.648	637.964	541.936	45,9%	1.134.966
6.3 TD	22	181.820	689.549	488.346	41,5%	172.552
6.4 TD	9	98.019	490.481	103.692	17,5%	176.878
<b>Total</b>	<b>140.920</b>	<b>1.979.432</b>	<b>4.378.004</b>	<b>2.882.873</b>	<b>39,7%</b>	<b>3.304.297</b>

Fuente: CNMC

## 4.2. Previsión 2023

En el Cuadro 6 se muestra la demanda en b.c. prevista por la CNMC para 2023 desagregada por subsistema. Se estima que la demanda en b.c. del sistema nacional alcanzará 254.697 GWh, un 0,9% superior a la demanda en b.c.

prevista para el cierre del ejercicio 2022, con aumentos moderados en todos los subsistemas. Cabe señalar que, si bien la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2023 aumenta más que la demanda del escenario superior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (+0,6%), en términos de energía está alineada con el escenario inferior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (254.521 GWh).

**Cuadro 6. Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. para 2023**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2022			Previsión CNMC 2023	
	GWh	% variación respecto 2021	% variación respecto últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2022
<b>Peninsular</b>	<b>237.650</b>	<b>-1,8%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>239.772</b>	<b>0,9%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>14.824</b>	<b>5,3%</b>	<b>-1,5%</b>	<b>14.925</b>	<b>0,7%</b>
Baleares	6.028	8,6%	-1,2%	6.063	0,6%
Canarias	8.396	3,4%	-1,7%	8.460	0,8%
Ceuta	202	2,7%	2,1%	204	0,8%
Melilla	198	-3,8%	-1,6%	198	0,1%
<b>Total Nacional</b>	<b>252.474</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>254.697</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 7 se muestra la previsión para 2023 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 2023 para el sistema nacional.

En 2023 se espera un incremento moderado de la demanda en todos los subsistemas, en línea con las previsiones de las empresas para el ejercicio 2023 (+0,9%), así como con las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes.

Se estima que en 2023 la demanda asociada a la industria aumentará por encima de la media, mientras que la asociada al consumo doméstico y de la pequeña y mediana empresa aumentará por debajo de la media.

**Cuadro 7. Previsión de la CNMC de la demanda en consumo para el cierre del ejercicio 2022 y 2023 desagregada por subsistema y peaje de acceso**

Previsión de cierre 2022 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>98.105</b>	<b>4.212</b>	<b>4.898</b>	<b>123</b>	<b>122</b>	<b>107.459</b>
2.0 TD	66.493	2.485	3.247	68	77	72.370
3.0 TD	31.597	1.727	1.651	54	44	35.074
3.0 TDVE	15	0	0	-	-	15
<b>Alta tensión</b>	<b>116.252</b>	<b>1.411</b>	<b>2.979</b>	<b>65</b>	<b>68</b>	<b>120.774</b>
6.1 TD	64.997	1.287	2.821	65	68	69.237
6.1 TDVE	12	-	-	-	-	12
6.2 TD	22.005	112	151	-	-	22.268
6.3 TD	10.997	1	0	-	-	10.998
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
<b>Total</b>	<b>214.357</b>	<b>5.623</b>	<b>7.877</b>	<b>187</b>	<b>190</b>	<b>228.233</b>

Previsión 2023 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>98.500</b>	<b>4.242</b>	<b>4.940</b>	<b>124</b>	<b>122</b>	<b>107.928</b>
2.0 TD	66.701	2.505	3.273	69	78	72.625
3.0 TD	31.765	1.737	1.668	55	44	35.267
3.0 TDVE	35	0	0	-	-	35
<b>Alta tensión</b>	<b>117.840</b>	<b>1.414</b>	<b>2.996</b>	<b>65</b>	<b>68</b>	<b>122.383</b>
6.1 TD	65.923	1.289	2.834	65	68	70.180
6.1 TDVE	26	-	-	-	-	26
6.2 TD	22.336	113	154	-	-	22.604
6.3 TD	11.194	1	0	-	-	11.195
6.4 TD	18.361	12	7	-	-	18.380
<b>Total</b>	<b>216.340</b>	<b>5.656</b>	<b>7.936</b>	<b>188</b>	<b>190</b>	<b>230.311</b>

% variación 2023 sobre 2022						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja Tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,9%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,4%</b>
2.0 TD	0,3%	0,8%	0,8%	0,8%	0,5%	0,4%
3.0 TD	0,5%	0,5%	1,0%	1,0%	-1,0%	0,6%
3.0 TDVE	127,2%	107,2%	80,0%	-	-	127,1%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,3%</b>
6.1 TD	1,4%	0,1%	0,5%	0,5%	0,5%	1,4%
6.1 TDVE	108,9%	-	-	-	-	108,9%
6.2 TD	1,5%	1,0%	2,0%	-	-	1,5%
6.3 TD	1,8%	1,0%	0,9%	-	-	1,8%
6.4 TD	0,7%	2,0%	8,0%	-	-	0,7%
<b>Total</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,9%</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 2022 y para 2023. Sistema Nacional**

	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2022						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2022						
			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>29.998.015</b>	<b>144.386</b>	<b>143.322</b>	<b>144.823</b>	<b>20.206</b>	<b>20.209</b>	<b>20.211</b>	<b>22.918</b>	<b>23.879</b>	<b>23.255</b>	<b>38.620</b>	<b>4.914</b>	<b>1.866</b>	<b>14.925</b>	<b>107.459</b>
2.0 TD	29.197.290	124.698	124.696	124.746					19.802	18.441	34.127				72.370
3.0 TD	800.144	19.664	18.602	20.053	20.182	20.185	20.187	22.894	4.076	4.812	4.490	4.912	1.865	14.919	35.074
3.0 TDVE	580	24	24	24	24	24	24	24	2	2	2	2	1	6	15
<b>Alta tensión</b>	<b>116.997</b>	<b>26.251</b>	<b>24.601</b>	<b>25.755</b>	<b>27.979</b>	<b>28.312</b>	<b>28.511</b>	<b>39.581</b>	<b>10.842</b>	<b>14.139</b>	<b>13.800</b>	<b>15.560</b>	<b>6.444</b>	<b>59.988</b>	<b>120.774</b>
6.1 TD	111.624	16.933	16.051	16.750	17.704	17.826	17.947	26.034	6.832	8.585	8.439	9.407	3.787	32.187	69.237
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.854	4.118	3.849	3.984	4.454	4.494	4.530	5.982	1.943	2.596	2.456	2.799	1.192	11.282	22.268
6.3 TD	581	1.828	1.707	1.768	1.964	1.982	1.989	2.549	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.998
6.4 TD	925	3.370	2.990	3.251	3.855	4.007	4.043	5.004	1.237	1.819	1.782	2.060	912	10.448	18.258
<b>Total</b>	<b>30.115.012</b>	<b>170.637</b>	<b>167.922</b>	<b>170.578</b>	<b>48.185</b>	<b>48.520</b>	<b>48.722</b>	<b>62.499</b>	<b>34.722</b>	<b>37.395</b>	<b>52.420</b>	<b>20.475</b>	<b>8.309</b>	<b>74.913</b>	<b>228.233</b>
% variación 2023 sobre 2022															
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2023						Energía consumido por periodo horario (GWh). Año 2023						
			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>30.071.321</b>	<b>144.574</b>	<b>143.518</b>	<b>145.025</b>	<b>20.436</b>	<b>20.439</b>	<b>20.441</b>	<b>23.160</b>	<b>23.974</b>	<b>23.349</b>	<b>38.768</b>	<b>4.944</b>	<b>1.877</b>	<b>15.015</b>	<b>107.928</b>
2.0 TD	29.263.674	124.632	124.630	124.681					19.871	18.506	34.247				72.625
3.0 TD	806.346	19.700	18.648	20.100	20.193	20.195	20.198	22.914	4.098	4.838	4.515	4.939	1.875	15.001	35.267
3.0 TDVE	1.301	242	239	243	243	243	243	246	4	5	5	5	2	14	35
<b>Alta tensión</b>	<b>121.318</b>	<b>26.557</b>	<b>24.892</b>	<b>26.061</b>	<b>28.294</b>	<b>28.634</b>	<b>28.836</b>	<b>40.032</b>	<b>10.987</b>	<b>14.328</b>	<b>13.988</b>	<b>15.771</b>	<b>6.530</b>	<b>60.779</b>	<b>122.383</b>
6.1 TD	115.789	17.159	16.268	16.977	17.930	18.060	18.182	26.371	6.923	8.701	8.555	9.536	3.839	32.625	70.180
6.1 TDVE	36	6	6	6	6	6	6	18	2	3	5	4	1	11	26
6.2 TD	3.956	4.137	3.867	4.003	4.473	4.514	4.550	6.006	1.972	2.636	2.493	2.842	1.210	11.452	22.604
6.3 TD	600	1.857	1.736	1.796	1.994	2.012	2.019	2.580	844	1.157	1.142	1.315	562	6.174	11.195
6.4 TD	937	3.399	3.015	3.279	3.891	4.043	4.080	5.057	1.246	1.831	1.794	2.074	918	10.517	18.380
<b>Total</b>	<b>30.192.639</b>	<b>171.131</b>	<b>168.409</b>	<b>171.086</b>	<b>48.730</b>	<b>49.073</b>	<b>49.277</b>	<b>63.192</b>	<b>34.961</b>	<b>37.678</b>	<b>52.756</b>	<b>20.715</b>	<b>8.407</b>	<b>75.795</b>	<b>230.311</b>
	Nº clientes	Potencia facturada	Potencia contratada por periodo horario						Energía consumido 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>0,2%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>
2.0 TD	0,2%	-0,1%	-0,1%	-0,1%					0,4%	0,4%	0,4%				0,4%
3.0 TD	0,8%	0,2%	0,2%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%
3.0 TDVE	124,1%	909,9%	908,3%	910,7%	910,7%	910,7%	910,7%	912,0%	121,1%	124,3%	118,1%	131,7%	179,5%	125,9%	127,1%
<b>Alta tensión</b>	<b>3,7%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>1,3%</b>
6.1 TD	3,7%	1,3%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
6.1 TDVE	170,8%	107,3%	107,7%	109,2%	109,5%	109,7%	110,1%	65,7%	62,1%	62,4%	256,5%	156,3%	21,6%	94,5%	108,9%
6.2 TD	2,6%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
6.3 TD	3,3%	1,6%	1,7%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,2%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
6.4 TD	1,3%	0,9%	0,8%	0,9%	0,9%	0,9%	0,9%	1,0%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
<b>Total</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,3%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,6%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 9 se presenta la previsión para el ejercicio 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Análogamente a la previsión de cierre de 2022, la previsión de estas instalaciones para el ejercicio 2023 resulta de la agregación de la información trasladada por las empresas distribuidoras.

**Cuadro 9. Previsión del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para 2023**

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	3.865	730	981	25.151				26.862
3.0 TDA	685	456	438	472	561	283	1.397	3.607
6.1 TDA	28	4	5	5	6	2	3	25
6.2 TDA	6	0	1	0	1	1	6	9
6.3 TDA	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4.585</b>	<b>3.653</b>	<b>5.800</b>	<b>30.864</b>	<b>5.406</b>	<b>2.244</b>	<b>18.649</b>	<b>66.616</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 10 se muestran las previsiones para el ejercicio 2023 de los clientes acogidos a autoconsumo. Se indica que las previsiones se han elaborado considerando la información aportada por las empresas distribuidoras. En el Anexo I de la Memoria se detallan las hipótesis de cálculo.

**Cuadro 10. Previsión del número de suministros, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2023**

Peaje de acceso	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>303.333</b>	<b>1.776.524</b>	<b>1.981.900</b>	<b>1.202.675</b>	<b>37,8%</b>	<b>546.591</b>
2.0 TD	291.401	1.388.973	1.211.907	728.433	37,5%	462.156
3.0 TD	11.932	387.551	769.993	474.242	38,1%	84.434
<b>Alta tensión</b>	<b>4.578</b>	<b>1.925.186</b>	<b>6.383.993</b>	<b>4.921.351</b>	<b>43,5%</b>	<b>4.553.649</b>
6.1 TD	4.333	1.229.453	3.318.264	3.087.677	48,2%	2.486.329
6.2 TD	195	251.452	871.564	639.455	42,3%	1.513.752
6.3 TD	36	294.855	1.470.106	1.041.145	41,5%	280.800
6.4 TD	14	149.425	724.058	153.073	17,5%	272.768
<b>Total</b>	<b>307.911</b>	<b>3.701.709</b>	<b>8.365.892</b>	<b>6.124.026</b>	<b>42,3%</b>	<b>5.100.240</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.

Posteriormente, 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 y de la Orden IET/981/2016 estimando parcialmente los recursos interpuestos por la Administración.

Con fecha 8 de noviembre de 2021 tuvo entrada en el registro de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), oficio de la Secretaría de Estado de Energía por el que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se solicitaba informe a la *“Propuesta de orden por la que aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019”*, la cual se acompañaba de la correspondiente Memoria de Análisis del Impacto Normativo (MAIN).

Igualmente, con fecha 12 de noviembre de 2021 tuvo entrada en el registro de la CNMC, oficio de la Secretaría de Estado de Energía por el que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 7.34 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, se solicitaba informe a 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”*, la cual se acompañaba de la correspondiente Memoria de Análisis del Impacto Normativo.

En relación con la distribución, en la referida MAIN se indicaba que se estaba tramitando en paralelo a la referida propuesta de orden, una propuesta de orden adicional por la que se ejecutaría la sentencia del Tribunal Supremo 481/2020 relativa a la declaración de lesividad para el interés público de la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016. En cumplimiento

de dicha sentencia fue aprobada finalmente la Orden TED/490/2022, de 31 de mayo. Respecto a la actividad de transporte, a la fecha de elaboración del presente informe está pendiente de aprobación la orden de ejecución de la sentencia relativa al procedimiento de declaración de lesividad de la Orden IET/981/2016.

Posteriormente, con fecha 21 de junio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el *Informe sobre la propuesta de Orden por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017 2018 y 2019*. Dicho informe ha dado lugar a la publicación de la Orden TED/749/2022, de 27 de julio.

En relación con el transporte, con fecha 13 de julio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el Informe sobre 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. Dicho informe, a la fecha de emisión de este informe, no se ha materializado en ninguna orden.

Asimismo, está previsto que para finales del 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 el ejercicio 2020. Igualmente, a lo largo del año 2023 se prevé que se apruebe la retribución de los ejercicios 2021 y 2022, tanto para la actividad de transporte como para la actividad de distribución.

Teniendo en cuenta lo anterior, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 las mejores previsiones de las retribuciones tanto de transporte como de distribución para el ejercicio 2023 y sucesivos con base en las metodologías establecidas en las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

## **5.1. Retribución del transporte**

Con fecha 13 de julio de 2022, el pleno de la CNMC aprobó el *Informe sobre 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*.

Teniendo en cuenta dicho informe 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 desde el ejercicio 2020, hasta el 2025.

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<sup>16</sup>, 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 los ejercicios 2022 y 2023 se han considerado las declaraciones efectuadas por las empresas transportistas en base a 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<sup>17</sup>. Por otro lado, para la retribución de los ejercicios 2024 y 2025 se ha considerado la información de la Planificación de la Red de Transporte de Electricidad 2021-2026.

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

---

<sup>16</sup> Circular 7/2019, de 5 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las instalaciones tipo y los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento por elemento de inmovilizado que se emplearán en el cálculo de la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18262>

<sup>17</sup> Disponible en [https://boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8262](https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-8262)

eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural<sup>18</sup>, con la excepción del ejercicio 2020, para la que se aplica el 6,003%, conforme a la Disposición transitoria única de la citada Circular 2/2019.

Teniendo en cuenta los anterior, la previsión de la retribución del transporte considerada en el cálculo de los peajes de transporte para el ejercicio 2023 ascendería a 1.492.937<sup>19</sup> miles de € (véase Cuadro 11).

**Cuadro 11. Retribución provisional del transporte para 2023**

Nombre empresa	Retribución provisional del transporte 2023 (miles de €)
Red Eléctrica de España, S.A.	1.473.626
Unión Fenosa Distribución, S.A.	18.773
Vall De Sóller Energía, S.L.U.	538
<b>TOTAL</b>	<b>1.492.937</b>

*Fuente: CNMC*

## 5.2. Retribución de la distribución

Con fecha 3 de agosto de 2022 se publicó en el Boletín Oficial del Estado la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, por la que se aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019.

Teniendo en cuenta la citada Orden, así como la información retributiva remitida por las empresas distribuidoras 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 2025.

<sup>18</sup> Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-16639>

<sup>19</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.

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, en base a la Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para elaborar una auditoría externa sobre las inversiones en instalaciones de distribución de energía eléctrica efectuadas durante el año 2019 y el inventario a 31 de diciembre de 2019<sup>20</sup>, remitido en base a la Resolución de 20 de mayo de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los criterios que deberán seguir las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la remisión del inventario auditado de instalaciones de distribución de energía eléctrica cuya puesta en servicio haya sido anterior al 1 de enero de 2020<sup>21</sup>.

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<sup>22</sup>.

Respecto a la retribución del ejercicio 2023, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras según lo establecido en los Anexos VII a IX de la Circular informativa 8/2021<sup>23</sup>. Para las previsiones relativas a ejercicios posteriores, se ha considerado la información remitida por las empresas distribuidoras en los planes de inversión.

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

---

<sup>20</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-5759](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-5759)

<sup>21</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-6084](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-6084)

<sup>22</sup> Disponible en [https://boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10409](https://boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-10409)

<sup>23</sup> [Circular informativa 8/2021](#), de 1 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de petición de información a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para la supervisión y cálculo de la retribución de la actividad

evolución del valor calculado para el ejercicio 2020, que se encuentra pendiente de aprobación, siguiendo lo establecido en la Circular 6/2019.

En el caso de los incentivos, se 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 12 se refleja la retribución de la actividad de distribución considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2023<sup>24</sup>.

**Cuadro 12. Retribución provisional de la distribución en el ejercicio 2023**

	<b>Retribución provisional distribución 2023 (miles €)</b>
Distribuidoras > 100.000 clientes	4.983.561
Distribuidoras < 100.000 clientes	405.102
<b>TOTAL</b>	<b>5.388.663</b>

*Fuente: CNMC*

### 5.3. Desvíos de ejercicios anteriores

Conforme al artículo 5 de la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes de transporte y distribución se tendrán en cuenta las revisiones anuales de la retribución de la actividad de transporte y distribución correspondientes a ejercicios anteriores y 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. En particular, en los Anexos I y II se detalla

<sup>24</sup> Dicha cantidad no tiene incluido el ajuste retributivo por empleo de activos y recursos regulados en otras actividades establecido en el artículo 28 de la Circular 6/2019

que se deben incluir las revisiones de la retribución de la actividad de transporte correspondientes a ejercicios anteriores no contempladas en la determinación de peajes de transporte y de distribución de los ejercicios correspondientes y las diferencia entre los ingresos previstos por peajes de transporte en año n-2 y los ingresos por peajes de transporte reales considerados en la Liquidación provisional 14 del ejercicio n-2.

A la fecha de elaboración de esta resolución, se dispone de la información necesaria para incorporar los desvíos del ejercicio 2021, primer año en los peajes de transporte y distribución se determinan conforme a la metodología de la Circular 3/2020.

Respecto de la retribución de las actividades del transporte y la distribución, como se ha indicado, a la espera de la ejecución de las Sentencias del Tribunal Supremo en relación con la declaración de lesividad de las órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016, las resoluciones de la CNMC por las que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución de los ejercicios 2021 y 2022 fijaron con carácter provisional las retribuciones para sendos ejercicios fijadas en las citadas órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016. La Orden TED/490/2022, de 31 de mayo, y la Orden TED/749/2022, de 27 de julio, modifican la retribución de la actividad de distribución del ejercicio 2016, por lo que procede la incorporación de un desvío de -66,7 M€ en la retribución de la actividad de distribución respecto a la considerada en la Resolución de 18 de marzo de 2021 (véase Cuadro 13).

**Cuadro 13. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2021 y retribución registrada en la Liquidación definitiva de 2021**

	Previsión inicial (A)	Liquidación definitiva (B)	(B) - (A)
<b>Retribución de redes (miles €)</b>	<b>6.937.964</b>	<b>6.871.296</b>	<b>- 66.668</b>
Transporte	1.709.998	1.709.998	-
Distribución	5.227.966	5.161.298	- 66.668

*Fuente: Orden TED/490/2022, Orden TED/749/2022 y CNMC*

Respecto de los ingresos por peajes de transporte y distribución, en el Cuadro 14 se muestran las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos (en términos anuales) y los ingresos registrados en la liquidación 14/2021 (para el periodo comprendido entre mayo y diciembre de 2021) y la diferencia que resulta de entre los ingresos reales y los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio prorrateados por el número de días de vigencia.

Adicionalmente, a efectos de determinar los desvíos de ingresos se consideran la totalidad de los ingresos procedentes de las exportaciones e importaciones de países no miembros, de los procedentes de excesos de potencia y de los procedentes de la facturación por energía reactiva. Al respecto cabe señalar que, como se indica en la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020, en la determinación de los peajes no se incluía la previsión de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva entendiéndose que los peajes se deben determinar entendiéndose que los consumidores se comportan de forma eficiente y que estos ingresos se tendrán en cuenta a efectos de determinar los desvíos en el ejercicio correspondiente<sup>25</sup>.

Se observa que los ingresos por peajes de transporte y distribución registrados en la liquidación definitiva de 2021 resultan inferiores a los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio, si bien este déficit de ingresos ha sido compensado por la incorporación de la facturación por excesos de potencia y energía reactiva, no considerados en la previsión inicial, así como los mayores ingresos de peajes en las conexiones internacionales.

Como resultado de lo anterior, los ingresos por peajes de transporte y distribución registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2021 resultan superiores en 44,0 M€ y 281,3 M€, respectivamente, a la retribución liquidada en el ejercicio (véase Cuadro 15). Conforme al artículo 5 de la Circular 3/202, esta diferencia será incorporada en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

---

<sup>25</sup> Para mayor detalle, véase epígrafe 7.4.2. de la Memoria que acompaña a la Circular 3/2020, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025\\_51.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/2808025_51.pdf)

**Cuadro 14. Ingresos previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2021 e ingresos registrados en la liquidación definitiva de 2021**

Peaje T&D	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de mayo 2021) (A)						Liquidación definitiva 2021 (B)						Diferencia (B) - [(A) * (214/365)]						
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación por peajes de acceso (miles €)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)
<b>Baja Tensión</b>	<b>29.608.072</b>	<b>144.042</b>	<b>109.776</b>	<b>856.284</b>	<b>3.979.976</b>	<b>4.836.260</b>	<b>30.112.780</b>	<b>145.257</b>	<b>107.766</b>	<b>4.044.224</b>	<b>495.979</b>	<b>2.278.201</b>	<b>2.774.179</b>	<b>504.707</b>	<b>1.215</b>	<b>- 2.010</b>	<b>- 6.062</b>	<b>- 55.265</b>	<b>- 61.326</b>
2.0 TD	28.816.318	123.913	76.223	699.978	3.336.798	4.036.776	29.319.781	125.572	73.967	3.229.012	405.015	1.907.897	2.312.912	503.463	1.659	- 2.256	- 5.383	- 48.472	- 53.855
3.0 TD	791.754	20.128	33.553	156.306	643.178	799.483	792.867	19.680	33.798	815.213	90.956	370.273	461.229	1.113	- 448	245	- 686	- 6.823	- 7.509
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	132	5	1	-	7	31	38	132	5	1	7	31	38
<b>Alta Tensión</b>	<b>113.560</b>	<b>27.178</b>	<b>122.196</b>	<b>774.625</b>	<b>1.247.982</b>	<b>2.022.607</b>	<b>115.738</b>	<b>26.214</b>	<b>123.118</b>	<b>1.336.217</b>	<b>443.645</b>	<b>704.775</b>	<b>1.148.420</b>	<b>2.178</b>	<b>- 965</b>	<b>922</b>	<b>- 10.519</b>	<b>- 26.918</b>	<b>- 37.437</b>
6.1 TD	108.726	17.793	67.230	461.321	1.068.165	1.529.486	110.461	16.889	68.054	1.035.880	262.807	604.038	866.845	1.735	- 904	825	- 7.666	- 22.229	- 29.895
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	2	0	0	-	1	2	4	2	0	0	1	2	4
6.2 TD	3.695	4.113	23.363	113.310	142.320	255.630	3.820	4.032	22.154	158.688	64.019	79.850	143.868	125	- 81	- 1.209	- 2.416	- 3.592	- 6.008
6.3 TD	440	1.881	10.273	53.088	37.498	90.586	560	1.792	10.699	59.610	30.238	20.885	51.124	120	- 89	426	- 887	- 1.100	- 1.987
6.4 TD	700	3.391	21.330	146.905	-	146.905	896	3.500	22.210	82.038	86.579	-	86.579	196	109	880	449	-	449
<b>Ingresos peajes (A)</b>	<b>29.721.633</b>	<b>171.220</b>	<b>231.971</b>	<b>1.630.908</b>	<b>5.227.958</b>	<b>6.858.866</b>	<b>30.228.518</b>	<b>171.470</b>	<b>230.883</b>	<b>5.380.442</b>	<b>939.623</b>	<b>2.982.976</b>	<b>3.922.599</b>	<b>506.885</b>	<b>251</b>	<b>- 1.088</b>	<b>- 16.581</b>	<b>- 82.183</b>	<b>- 98.764</b>
<b>Ingresos reactiva, excesos e interconexiones (B)</b>				<b>79.099</b>	<b>-</b>	<b>79.099</b>				<b>40.495</b>	<b>99.137</b>	<b>324.420</b>	<b>464.052</b>				<b>60.533</b>	<b>324.420</b>	<b>384.953</b>
Reactiva											1.871	99.297	101.167				1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia											6.728	225.123	231.851				6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)				79.099		79.099			40.495	90.538	-	131.034					51.934		51.934
<b>Ingresos totales (A) + (B)</b>				<b>1.710.007</b>	<b>5.227.958</b>	<b>6.937.966</b>			<b>5.420.937</b>	<b>1.038.760</b>	<b>3.307.396</b>	<b>4.386.651</b>					<b>43.952</b>	<b>242.237</b>	<b>286.189</b>

(1) Los desvíos de ingresos en las interconexiones se incluyen en su totalidad, independientemente del periodo en que se generan.

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2021 y liquidación definitiva 2021

**Cuadro 15. Desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2021.**

	Previsión inicial 2021 (Resolución 18 de marzo 2021) (A)			Previsión Liquidación definitiva con actualización de retribución del transporte y distribución (B)			Diferencia (B) - (A)		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
<b>Retribución (miles €) (A)</b>	<b>1.002.574</b>	<b>3.065.164</b>	<b>4.067.738</b>	<b>1.002.574</b>	<b>3.026.076</b>	<b>4.028.650</b>	<b>-</b>	<b>- 39.088</b>	<b>- 39.088</b>
<b>Ingresos (miles €) (B)</b>	<b>1.002.580</b>	<b>3.065.159</b>	<b>4.067.739</b>	<b>1.046.532</b>	<b>3.307.396</b>	<b>4.353.928</b>	<b>43.952</b>	<b>242.237</b>	<b>286.189</b>
Peajes de redes	956.204	3.065.159	4.021.363	939.623	2.982.976	3.922.599	- 16.581	- 82.183	- 98.764
Reactiva			-	1.871	99.297	101.167	1.871	99.297	101.167
Excesos de Potencia			-	6.728	225.123	231.851	6.728	225.123	231.851
Ingresos interconexiones (1)	46.376		46.376	98.310		98.310	51.934	-	51.934
<b>Déficit (-) / superávit (+) de ingresos (miles €) (B) - (A)</b>	<b>6</b>	<b>- 5</b>	<b>1</b>	<b>43.958</b>	<b>281.320</b>	<b>325.278</b>	<b>43.952</b>	<b>281.324</b>	<b>325.277</b>

(1) Los desvíos de ingresos en las interconexiones se incluyen en su totalidad, independientemente del periodo en que se generan.

*Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2021 y liquidación definitiva 2021*

Adicionalmente, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 habrá de tenerse en cuenta la laminación de los desvíos de las retribuciones de la actividad de distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022, lo que supone un menor coste de 53,5 M€.

## 5.4. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022

Si bien conforme a la Circular 3/2020 no procede la incorporación de desvíos correspondientes al ejercicio 2022, se considera necesario analizar la suficiencia de los peajes de transporte y distribución para cubrir los costes previstos para el ejercicio.

Respecto a los desvíos en la retribución, cabe señalar que, teniendo en cuenta que el inicio del trámite de audiencia de las órdenes por las que se establecen las retribuciones definitivas del transporte y la distribución correspondiente a los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019, la resolución de peajes de 2022 incorporó las mejores previsiones de las retribuciones de transporte y distribución para el ejercicio 2022 determinadas con base en las metodologías establecidas en las Circulares 5/2019 y 6/2019, respectivamente.

No obstante, como se ha indicado, las resoluciones de la CNMC por las que se establece la retribución de las actividades de transporte y distribución para el ejercicio 2022, en tanto no se establecieran las retribuciones de los ejercicios

anteriores, fijaron con carácter provisional las retribuciones establecidas en las órdenes IET/980/2016 y IET/981/2016.

A la fecha de elaboración de la presente resolución, se ha aprobado la retribución de la actividad de distribución de los ejercicios 2016, 2017, 2018 y 2019, estando pendiente de aprobación la retribución definitiva del transporte para dichos ejercicios y las correspondientes resoluciones de la CNMC por la que se deben establecer las retribuciones de los ejercicios 2021 y 2022 conforme a las metodologías de las citadas Circulares 5/2019 y 6/2019.

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe plantearse dos escenarios. Un primer escenario en el que se publicaran sendas resoluciones estableciendo la retribución de las actividades del transporte y de la distribución para los ejercicios 2021 y 2022 conforme a las metodologías retributivas aprobadas por la CNMC y un segundo escenario en que no se llegara a tiempo de aprobar dichas resoluciones con anterioridad a la liquidación definitiva del ejercicio 2022, en cuyo caso, se liquidaría las retribuciones correspondientes al ejercicio 2016. En ambos escenarios habría que incluir los desvíos de la retribución de la distribución de los ejercicios 2017, 2018 y 2019, en los términos establecidos en el punto séptimo de la Orden TED/749/2022, así como el impacto de la actualización de la retribución de la distribución de 2016 en el ejercicio 2020<sup>26</sup>. Bajo el primer escenario habría que incluir, además, los desvíos en la retribución del transporte de los ejercicios anteriores<sup>27</sup> y los desvíos de la retribución de la distribución de los ejercicios 2020 y 2021.

En el Cuadro 16 se resumen los desvíos que resultan en cada uno de los escenarios planteados. Se observa que en ambos escenarios la retribución de redes resulta superior a la inicialmente prevista, si bien, como se avanzaba en la Memoria que acompaña a la resolución de peajes 2022<sup>28</sup>, en el primer escenario

---

<sup>26</sup> La resolución de la CNMC correspondiente al ejercicio 2020 establece como retribución provisional la de la Orden IET/981/2016. La actualización de la retribución de 2016, implica la actualización de la retribución 2020.

<sup>27</sup> Los desvíos de la retribución del transporte para el periodo 2016-2019 corresponden a la diferencia entre los importes liquidados y los recogidos en la propuesta de orden sometida a trámite de audiencia.

<sup>28</sup> Para mayor detalle véase el epígrafe 5.3 de la memoria que acompaña a la Resolución de 16 de diciembre de 2021, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707\\_4.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707_4.pdf)

como consecuencia de la incorporación de los desvíos la retribución del transporte resulta inferior en 386 M€ a la inicialmente prevista y la retribución de la distribución resulta 3 M€ superior a la inicialmente prevista, mientras que en el segundo escenario la retribución del transporte resulta 208 M€ superior a inicialmente la prevista para el ejercicio y la retribución de la distribución resulta 189 M€ inferior a la inicialmente prevista para el ejercicio.

En relación con lo anterior se indica que, la separación establecida en la Ley 24/2013 entre peajes y cargos no se ha plasmado en el procedimiento de liquidaciones, cuya competencia recae en el ámbito del Ministerio, por lo que la función de la CNMC se limita exclusivamente a aprobar la retribución de dichos ejercicios, sin posibilidad de determinar con cargo a qué ejercicio se imputan los desvíos ni posibilidad de laminar el impacto de los mismos en varios ejercicios, aspecto puesto de manifiesto en el *“Informe sobre la Propuesta de orden por la que aprueba el incentivo o penalización para la reducción de pérdidas en la red de distribución de energía eléctrica para el año 2016, se modifica la retribución base del año 2016 para varias empresas distribuidoras, y se aprueba la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para los años 2017, 2018 y 2019”*<sup>29</sup>.

---

<sup>29</sup> Para mayor información sobre el impacto de los desvíos sobre los peajes véase el epígrafe 5.3 y el Anexo 10 del citado informe, disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4304927.pdf>

**Cuadro 16. Retribución inicial considerada en la Resolución de peajes 2022 y previsión de retribución de la Liquidación definitiva de 2022**

	Previsión inicial (A)	Escenario A (Se actualiza la retribución del transporte y distribución)		Escenario B (No se actualiza retribución)	
		Liquidación definitiva (B)	(B) - (A)	Liquidación definitiva (C)	(C) - (A)
<b>Retribución ejercicio 2022 (A)</b>	<b>6.757.196</b>	<b>6.786.470</b>	<b>29.273</b>	<b>6.871.296</b>	<b>114.100</b>
Transporte	1.501.609	1.506.345	4.737	1.709.998	208.389
Distribución	5.255.587	5.280.124	24.537	5.161.298	- 94.289
<b>Desvíos de ejercicios anteriores (B)</b>	<b>-</b>	<b>- 412.913</b>	<b>- 412.913</b>	<b>- 94.919</b>	<b>- 94.919</b>
<b>Transporte</b>	<b>-</b>	<b>- 391.044</b>	<b>- 391.044</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Retribuciones 2016-2019		- 52.934	- 52.934	-	
Retribución 2020		- 149.272	- 149.272	-	
Retribución 2021		- 188.838	- 188.838	-	
<b>Distribución</b>	<b>-</b>	<b>- 21.870</b>	<b>- 21.870</b>	<b>- 94.919</b>	<b>- 94.919</b>
Retribuciones 2016-2019		- 25.063	- 25.063	- 25.063	- 25.063
Retribución 2020		- 6.026	- 6.026	- 69.856	- 69.856
Retribución 2021		9.220	9.220	-	-
<b>Total (A) + (B)</b>	<b>6.757.196</b>	<b>6.373.556</b>	<b>- 383.640</b>	<b>6.776.377</b>	<b>19.180</b>
<b>Transporte</b>	<b>1.501.609</b>	<b>1.115.302</b>	<b>- 386.307</b>	<b>1.709.998</b>	<b>208.389</b>
<b>Distribución</b>	<b>5.255.587</b>	<b>5.258.255</b>	<b>2.667</b>	<b>5.066.379</b>	<b>- 189.208</b>

Fuente: CNMC

Respecto de los ingresos por peajes de transporte y distribución, en el Cuadro 17 se muestran las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos para el ejercicio 2022 y los ingresos que resultan de facturar el escenario previsto para el cierre del ejercicio a los precios de la Resolución de peajes de 2022. Se observa que los ingresos por peajes de acceso previstos para el cierre del ejercicio 2022 son 264,4 M€ inferiores a los inicialmente previstos para el ejercicio, motivado fundamentalmente, porque tanto la potencia como el consumo previstos para el cierre del ejercicio, con carácter general, se prevén inferiores a los inicialmente previstos. En particular, los ingresos de peajes de transporte y distribución se estiman 75,3 M€ y 189,1 M€ inferiores a los inicialmente previstos para el ejercicio.

No obstante, los menores ingresos esperados por los peajes de transporte y distribución son compensados por la incorporación de los ingresos procedentes de la facturación de energía reactiva y excesos de potencia, así como también por los mayores ingresos esperados en las conexiones internacionales, si bien los peajes de transporte registrarían un desvío negativo de -18,2 M€, mientras que los peajes de distribución registrarían un desvío positivo de +313,7 M€.

**Cuadro 17. Ingresos por peajes de transporte y distribución previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes 2022 y para el cierre de 2022**

Peaje T&D	Previsión inicial 2022 (Resolución 18 de diciembre 2021) (A)						Previsión de cierre CNMC 2022						Diferencia (B) - (A)					
	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)	Nº clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peajes transporte (miles €)	Facturación peajes distribución (miles €)	Facturación peajes T&D (miles €)
<b>Tensión</b>	<b>29.947.759</b>	<b>143.894</b>	<b>111.549</b>	<b>742.255</b>	<b>4.002.574</b>	<b>4.744.830</b>	<b>29.998.015</b>	<b>144.386</b>	<b>107.459</b>	<b>731.431</b>	<b>3.948.121</b>	<b>4.679.552</b>	<b>50.256</b>	<b>492</b>	<b>- 4.090</b>	<b>- 10.824</b>	<b>- 54.453</b>	<b>- 65.278</b>
2.0 TD	29.149.572	125.318	77.422	611.189	3.386.792	3.997.980	29.197.290	124.698	72.370	598.231	3.312.740	3.910.971	47.718	- 620	- 5.052	- 12.958	- 74.051	- 87.009
3.0 TD	794.639	18.576	34.000	130.442	612.587	743.029	800.144	19.664	35.074	133.108	634.907	768.015	5.506	1.088	1.074	2.665	22.320	24.986
3.0 TDVE	3.548	-	127	625	3.196	3.821	580	24	15	93	474	567	- 2.968	24	- 112	- 532	- 2.722	- 3.254
<b>Tensión</b>	<b>114.948</b>	<b>29.593</b>	<b>124.821</b>	<b>671.812</b>	<b>1.256.120</b>	<b>1.927.932</b>	<b>116.997</b>	<b>26.251</b>	<b>120.774</b>	<b>607.379</b>	<b>1.121.473</b>	<b>1.728.852</b>	<b>2.049</b>	<b>- 3.342</b>	<b>- 4.047</b>	<b>- 64.433</b>	<b>- 134.647</b>	<b>- 199.080</b>
6.1 TD	108.897	19.785	68.504	399.417	1.072.936	1.472.353	111.624	16.933	69.237	354.354	952.316	1.306.670	2.727	- 2.852	733	- 45.063	- 120.620	- 165.683
6.1 TDVE	340	-	64	903	2.412	3.315	13	3	12	146	388	534	- 327	3	- 52	- 757	- 2.024	- 2.781
6.2 TD	4.371	4.354	23.498	98.187	143.079	241.266	3.854	4.118	22.268	91.871	133.986	225.857	- 517	- 236	- 1.229	- 6.316	- 9.093	- 15.409
6.3 TD	508	1.993	11.185	46.003	37.693	83.696	581	1.828	10.998	42.471	34.783	77.255	73	- 166	- 187	- 3.532	- 2.910	- 6.441
6.4 TD	832	3.461	21.570	127.302	-	127.302	925	3.370	18.258	118.536	-	118.536	92	- 92	- 3.311	- 8.766	-	- 8.766
<b>Peajes (A)</b>	<b>30.062.707</b>	<b>173.487</b>	<b>236.370</b>	<b>1.414.067</b>	<b>5.258.695</b>	<b>6.672.762</b>	<b>30.115.012</b>	<b>170.637</b>	<b>228.233</b>	<b>1.338.810</b>	<b>5.069.594</b>	<b>6.408.404</b>	<b>52.305</b>	<b>- 2.850</b>	<b>- 8.137</b>	<b>- 75.257</b>	<b>- 189.100</b>	<b>- 264.358</b>
<b>Ingresos reactiva, excesos e interconexiones (B)</b>				<b>88.349</b>	<b>-</b>	<b>88.349</b>				<b>145.365</b>	<b>502.895</b>	<b>648.260</b>				<b>57.016</b>	<b>502.895</b>	<b>559.911</b>
Reactiva										1.526	93.012	94.538				1.526	93.012	94.538
Excesos de Potencia										13.800	409.882	423.682				13.800	409.882	423.682
Ingresos interconexiones				88.349		88.349				130.040	-	130.040				41.691	-	41.691
<b>Ingresos totales (A) + (B)</b>				<b>1.502.416</b>	<b>5.258.695</b>	<b>6.761.111</b>				<b>1.484.175</b>	<b>5.572.489</b>	<b>7.056.664</b>				<b>- 18.241</b>	<b>313.794</b>	<b>295.553</b>

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2022 y previsión de cierre del ejercicio 2022

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 18 se analiza la suficiencia de ingresos de los peajes de transporte y distribución de la Resolución de peajes de 2022 para cubrir la retribución de las actividades del transporte y distribución previstas para el ejercicio 2022, para cada uno de los escenarios considerados.

Se observa que, en ambos escenarios los ingresos por peajes de transporte y distribución serían insuficientes para cubrir la retribución liquidada en el ejercicio, sin considerar desvíos de ejercicios anteriores ni facturación por excesos de potencia y energía reactiva.

En el caso de incorporar los desvíos de la retribución de ejercicios anteriores y la facturación por excesos de potencia y energía reactiva, en el primer escenario se produciría un superávit de ingresos de transporte y distribución de 369 M€ y 314 M€, respectivamente, motivado por la incorporación de desvíos de ejercicios anteriores en el caso de la actividad de transporte y por la incorporación de la facturación de excesos de potencia y energía reactiva en el caso de la actividad de distribución.

Por el contrario, en el segundo escenario (esto es, supuesto que no se actualizara la retribución de las actividades del transporte y la distribución conforme a las metodologías de las circulares 4/2019 y 5/2019) si bien se mantendría el superávit de ingresos en la actividad de distribución, para la actividad de transporte se produciría un déficit de ingresos de 226 M€, motivado fundamentalmente, por la diferencia entre la retribución del transporte implícita en los peajes del ejercicio y la retribución finalmente liquidada (correspondiente a la del ejercicio 2016).

**Cuadro 18. Análisis de la suficiencia de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022.**

	Previsión inicial 2022 (Resolución 18 de diciembre 2021)			Escenario A. Previsión Liquidación definitiva con actualización de retribución del transporte y distribución			Escenario B. Previsión Liquidación definitiva sin actualización de retribución del transporte y distribución		
	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
<b>Retribución del ejercicio (A)</b>	<b>1.501.609</b>	<b>5.255.587</b>	<b>6.757.196</b>	<b>1.506.345</b>	<b>5.280.124</b>	<b>6.786.470</b>	<b>1.709.998</b>	<b>5.161.298</b>	<b>6.871.296</b>
<b>Desvíos de retribución de ejercicios anteriores (B)</b>				<b>- 391.044</b>	<b>- 21.870</b>	<b>- 412.913</b>	<b>-</b>	<b>- 94.919</b>	<b>- 94.919</b>
Años 2016-2019				- 52.934	- 25.063	- 77.997	-	- 25.063	- 25.063
Año 2020				- 149.272	- 6.026	- 155.298	-	- 69.856	- 69.856
Año 2021				- 188.838	9.220	- 179.618	-	-	-
<b>Ingresos peajes redes (C)</b>	<b>1.502.416</b>	<b>5.258.695</b>	<b>6.761.111</b>	<b>1.484.175</b>	<b>5.572.489</b>	<b>7.056.664</b>	<b>1.484.175</b>	<b>5.572.489</b>	<b>7.056.664</b>
Peajes de redes	1.414.067	5.258.695	6.672.762	1.338.810	5.069.594	6.408.404	1.338.810	5.069.594	6.408.404
Reactiva			-	1.526	93.012	94.538	1.526	93.012	94.538
Excesos de Potencia			-	13.800	409.882	423.682	13.800	409.882	423.682
Ingresos interconexiones	88.349		88.349	130.040	-	130.040	130.040	-	130.040
<b>Déficit (-) / superávit (+) de ingresos (C) - [(A) + (B)]</b>	<b>807</b>	<b>3.107</b>	<b>3.915</b>	<b>368.874</b>	<b>314.234</b>	<b>683.108</b>	<b>- 225.823</b>	<b>506.110</b>	<b>280.287</b>

Fuente: CNMC, Resolución de peajes 2022 y previsión de cierre del ejercicio 2022

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

### 6.1. 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 asigna a los peajes de transporte y distribución de los consumidores para 2023.

#### 6.1.1. Determinación de la retribución que se asigna a los peajes de transporte en 2023

La retribución del transporte que se asigna a los peajes de transporte de los consumidores incluye la retribución del propio ejercicio, minorada por la previsión de ingresos o pagos resultantes del transporte intracomunitario y de las conexiones internacionales previstos para 2023, incluidos los derivados del mecanismo de gestión de restricciones, así como los desvíos de ejercicios anteriores.

$$CT_n = R_{T,n} \pm TSO_n \pm D_T$$

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

La retribución provisional estimada para el ejercicio 2023, según las hipótesis detalladas en el apartado 5.1, asciende a 1.492.937 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 -574 miles de € y 119.821 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 agosto de 2021 y julio de 2022, 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 la previsión de intercambios con países no comunitarios del Operador del Sistema (2.484 GWh) para el ejercicio 2023, 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 2021 y julio de 2022, a los precios de la Resolución de 16 de diciembre 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 enero de 2022.

En consecuencia, los ingresos o pagos de transporte intracomunitario previstos para el ejercicio ascienden a 130.040 miles de € (véase Cuadro 19).

**Cuadro 19. Previsión de ingresos o pagos de transporte intracomunitarios para 2023**

Otros ingresos o pagos de transporte a través de las conexiones internacionales (miles €)	130.040
Ingresos por peajes interconexiones	10.793
Ingresos y pagos ITC	- 574
Rentas de congestión interconexiones	119.822

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 detalla en el epígrafe 5.3, los ingresos por peajes de transporte registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2021, primer ejercicio para el que se establecen los peajes conforme a la metodología de la Circular 3/2020, han resultado superiores en 43.952 miles de € a la retribución liquidada en el ejercicio por lo que procede incorporar esta diferencia en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

En resumen, el coste de transporte a imputar en los peajes de transporte para el ejercicio 2023 asciende a 1.318.945 miles de euros.

**Cuadro 20. Estimación del coste de transporte que se debe recuperar a través del peaje de transporte en el ejercicio 2023**

<b>Retribución de transporte a recuperar por los peajes de transporte (miles €)</b>	<b>1.318.945</b>
<b>Retribución del transporte 2023</b>	<b>1.492.937</b>
<b>± TSO</b>	<b>- 130.040</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>- 43.952</b>
Retribución definitiva ejercicios anteriores	no aplica
Ingresos por peajes de transporte	7.982
<i>Ingresos por peajes transporte</i>	<i>16.581</i>
<i>Energía reactiva</i>	<i>- 1.871</i>
<i>Excesos de potencia</i>	<i>- 6.728</i>
TSO	- 51.934

Fuente: CNMC

### **6.1.2. Determinación de la retribución de redes a asignar en los peajes de distribución en 2023**

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 2023, 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 2023 asciende a 5.388.663 miles de euros. Este importe se corresponde con la retribución prevista para la actividad de distribución para el ejercicio 2023, 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 (véase epígrafe 5.2).

#### 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 2023, se han de considerar los desvíos de retribución y de ingresos de peajes de ejercicios anteriores.

Como se detalla en el epígrafe 5.3, los ingresos por peajes de distribución registrados en la liquidación definitiva del ejercicio 2021, primer ejercicio para el que se establecen peajes conforme a la metodología de la Circular 3/2020, han resultado superiores en 281.324 miles de € a la retribución liquidada en el ejercicio por lo que procede incorporar esta diferencia en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

Adicionalmente, en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 habrá de tenerse en cuenta la laminación los desvíos de las retribuciones de los ejercicios 2017, 2018 y 2019 para los agentes para los que resultan obligaciones de pago, conforme al punto séptimo de la Orden TED/749/2022, lo que supone un menor coste de 53.474 miles de €.

En consecuencia, la retribución de la distribución que se debe recuperar con cargo a los peajes de distribución asciende a 5.053.865 miles de euros (véase Cuadro 21).

**Cuadro 21. Estimación del coste de distribución que se debe recuperar por los peajes de distribución en 2023**

<b>Retribución de la distribución a recuperar por peajes de distribución (miles €)</b>	<b>5.053.865</b>
<b>+ Retribución Distribución</b>	<b>5.388.663</b>
<b>± Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>- 334.799</b>
Revisión retribución ejercicios anteriores	- 92.562
<i>Retribución 2016-2019</i>	- 53.474
<i>Retribución 2021</i>	- 39.088
Ingresos de peajes de distribución	- 242.237
<i>Ingresos de peajes</i>	82.183
<i>Energía reactiva</i>	- 99.297
<i>Excesos de potencia</i>	- 225.123

Fuente: CNMC

## 6.2. 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.

### 6.2.1. 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 22 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 2023.

**Cuadro 22. Asignación de la retribución provisional del transporte y la distribución de 2023 que se debe 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
Retribución de redes a recuperar por nivel de tensión tarifario (miles €)	1.318.945	480.117	586.754	2.050.353	1.936.641
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%

Fuente: CNMC

### 6.2.2. 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 23).

**Cuadro 23. 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	Coste de distribución				Total
	NT4	NT3	NT2	NT1	NT0	
Coste a recuperar por nivel de tensión tarifario (M€)	1.318.945	480.117	586.754	2.050.353	1.936.641	6.372.810
% de coste sobre total	100,0%	9,50%	11,61%	40,57%	38,32%	



% de la retribución a recuperar a través del término de potencia	75%	75%	75%	75%	100%	82,6%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de potencia (miles €)	989.209	360.088	440.065	1.537.765	1.936.641	5.263.768
% de la retribución a recuperar a través del término de energía	25%	25%	25%	25%	0%	17,4%
Retribución de cada nivel de tensión tarifario a recuperar a través del término de energía (miles €)	329.736	120.029	146.688	512.588	-	1.109.042

Fuente: CNMC

### 6.2.3. 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. La participación de cada periodo en la punta se ha calculado con las curvas horarias del ejercicio 2021.

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) en la Resolución de peajes de 2022 se propuso mantener el valor del parámetro H en 2.000 horas.

En el Cuadro 24 se muestra el porcentaje de participación de cada nivel de tensión en las 2.000 primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión correspondiente a los ejercicios 2019<sup>30</sup> (empleado en la Resolución de peajes 2022) y 2021. Se observa que, como cabía esperar, en respuesta a la señal de precios introducida en los peajes, se ha reducido la participación en la punta de los periodos 1 y 2 y ha aumentado la del resto de los periodos.

**Cuadro 24. Distribución por periodo horario de las primeras 2.000 horas de la monótona de cada nivel de tensión de los ejercicios 2019 y 2021**

Periodo	% de participación de cada periodo en la punta de la Resolución de peajes 2022 (A)					% de participación de cada periodo en la punta de la Resolución de peajes 2023 (B)					% variación (B) sobre (A)				
	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	34,9%	35,2%	34,4%	34,7%	34,4%	30,5%	30,8%	31,8%	30,8%	30,7%	-12,6%	-12,5%	-7,6%	-11,4%	-10,9%
2	32,3%	33,8%	33,4%	34,8%	33,7%	31,7%	33,1%	34,8%	32,7%	33,5%	-2,1%	-2,1%	4,2%	-6,0%	-0,7%
3	11,3%	16,5%	13,5%	17,9%	15,8%	9,9%	16,5%	15,7%	16,2%	17,5%	-13,2%	0,0%	16,7%	-9,2%	10,4%
4	8,4%	12,4%	17,1%	6,7%	12,4%	9,9%	14,9%	13,5%	13,8%	13,9%	17,3%	20,2%	-21,1%	107,5%	12,1%
5	0,0%	0,1%	0,1%	0,7%	0,2%	0,5%	0,4%	0,7%	0,4%	0,3%	900,5%	600,0%	1300,0%	-38,5%	25,0%
6	13,0%	2,1%	1,7%	5,4%	3,6%	17,7%	4,4%	3,6%	6,2%	4,4%	35,8%	109,5%	115,2%	14,8%	22,5%
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>					

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

Teniendo en cuenta la necesidad de alcanzar el valor de 876 horas al final del periodo regulatorio, conforme a lo establecido en el Anexo II.3 de la Circular 3/2020, y con objeto de mantener la señal de precios de los peajes de redes vigentes se propone reducir el valor del parámetro H a 1.600 horas, (véase Cuadro 25).

<sup>30</sup> En la Resolución de precios del ejercicio 2022 se optó por mantener la participación en la punta de la Resolución de peajes de 2021, para lo que se emplearon las curvas de carga del ejercicio 2020.

**Cuadro 25. Distribución por periodo horario de las primeras 1.600 horas de la monótona de cada nivel de tensión correspondientes al ejercicio 2021**

Periodo	Número de horas					% de participación de cada periodo en la punta				
	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	558	579	594	575	573	34,9%	36,2%	37,1%	35,9%	35,8%
2	542	566	619	573	577	33,9%	35,4%	38,7%	35,8%	36,1%
3	124	209	194	202	231	7,8%	13,1%	12,1%	12,6%	14,4%
4	117	184	153	168	165	7,3%	11,5%	9,6%	10,5%	10,3%
5	2	2	1	-	-	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%
6	257	60	39	82	54	16,1%	3,8%	2,4%	5,1%	3,4%
<b>TOTAL</b>	<b>1.600</b>	<b>1.600</b>	<b>1.600</b>	<b>1.600</b>	<b>1.600</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

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 26).

**Cuadro 26. 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 1.600 horas. Año 2023**

Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión				
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4
1	34,9%	36,2%	37,1%	35,9%	35,8%	675.404	556.479	163.374	129.326	354.039
2	33,9%	35,4%	38,7%	35,8%	36,0%	656.037	543.984	170.250	128.876	356.511
3	7,8%	13,1%	12,1%	12,6%	14,4%	150.090	200.871	53.358	45.433	142.728
4	7,3%	11,5%	9,6%	10,5%	10,3%	141.617	176.843	42.081	37.786	101.948
5	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	2.421	1.922	275	225	618
6	16,1%	3,8%	2,4%	5,1%	3,4%	311.073	57.666	10.727	18.443	33.365
<b>TOTAL</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.936.641</b>	<b>1.537.765</b>	<b>440.065</b>	<b>360.088</b>	<b>989.209</b>

Nota: a efectos de calcular la participación en punta se ha considerado 1 hora en el periodo 5 de los niveles de tensión 3 y 4.

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 27).

**Cuadro 27. 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 1.600 horas. Año 2023**

% de participación de cada periodo en la punta						Asignación del coste del nivel de tensión por periodo tarifario (miles €)					
Periodo	Nivel de Tensión					Nivel de Tensión					
	0	1	2	3	4	0	1	2	3	4	
1	34,9%	36,2%	37,1%	35,9%	35,8%	-	185.493	54.458	43.109	118.013	
2	33,9%	35,4%	38,7%	35,8%	36,0%	-	181.328	56.750	42.959	118.837	
3	7,8%	13,1%	12,1%	12,6%	14,4%	-	66.957	17.786	15.144	47.576	
4	7,3%	11,5%	9,6%	10,5%	10,3%	-	58.948	14.027	12.595	33.983	
5	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	-	641	92	75	206	
6	16,1%	3,8%	2,4%	5,1%	3,4%	-	19.222	3.576	6.148	11.122	
<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>512.588</b>	<b>146.688</b>	<b>120.029</b>	<b>329.736</b>	

Fuente: CNMC

#### 6.2.4. 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.

#### 6.2.4.1. 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  $NT$ , se repartirá entre los niveles  $NT_j$ , con  $j \leq i$ , de acuerdo a unos coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$ :

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

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.

En el Cuadro 28 se muestra el día de máxima demanda por periodo horario y en el Cuadro 29 los coeficientes  $\alpha_{j,p}^i$  calculados conforme a la formulación recogida en punto 5 del Anexo I de la de Circular 3/2020 correspondientes al ejercicio 2021.

**Cuadro 28. 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. Monótona del sistema 2021**

Periodo	Día	Hora	MW
1	08/01/2021	14	41.483
2	07/01/2021	15	40.393
3	07/09/2021	14	34.876
4	07/09/2021	15	34.828
5	09/04/2021	15	31.514
6	10/01/2021	21	35.579

Fuente: CNMC y OS

**Cuadro 29. 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. Balances año 2021.**

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	0,275	0,406	0,402	0,365	0,194
	$\alpha^1_{0,p}$	0,719	0,725	0,594	0,598	0,635	0,806
NT2	$\alpha^2_{2,p}$	0,155	0,155	0,206	0,208	0,203	0,135
	$\alpha^2_{1,p}$	0,237	0,233	0,322	0,318	0,291	0,168
	$\alpha^2_{0,p}$	0,608	0,612	0,472	0,474	0,506	0,697
NT3	$\alpha^3_{3,p}$	0,060	0,059	0,090	0,091	0,095	0,066
	$\alpha^3_{2,p}$	0,048	0,048	0,061	0,062	0,062	0,042
	$\alpha^3_{1,p}$	0,250	0,246	0,344	0,341	0,308	0,173
	$\alpha^3_{0,p}$	0,642	0,647	0,504	0,507	0,535	0,719
NT4	$\alpha^4_{4,p}$	0,072	0,067	0,098	0,109	0,119	0,094
	$\alpha^4_{3,p}$	0,026	0,026	0,038	0,037	0,040	0,029
	$\alpha^4_{2,p}$	0,059	0,060	0,074	0,073	0,073	0,048
	$\alpha^4_{1,p}$	0,236	0,233	0,321	0,314	0,280	0,161
	$\alpha^4_{0,p}$	0,606	0,613	0,470	0,467	0,487	0,668

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 30 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 30. 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 2023**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	675.404	656.037	150.090	141.617	2.421	311.073
NT1	NT1	156.168	149.814	81.496	71.066	702	11.186
	NT0	400.310	394.171	119.375	105.777	1.220	46.480
NT2	NT2	25.258	26.433	10.971	8.735	56	1.453
	NT1	38.748	39.595	17.192	13.396	80	1.798
	NT0	99.367	104.222	25.196	19.950	139	7.475
NT3	NT3	7.767	7.583	4.101	3.427	21	1.218
	NT2	6.232	6.191	2.784	2.332	14	775
	NT1	32.362	31.696	15.638	12.869	69	3.191
	NT0	82.965	83.406	22.910	19.158	120	13.259
NT4	NT4	25.455	23.870	13.972	11.124	74	3.122
	NT3	9.381	9.429	5.462	3.800	25	976
	NT2	20.943	21.537	10.495	7.416	45	1.606
	NT1	83.692	83.072	45.759	31.987	173	5.365
	NT0	214.567	218.603	67.040	47.620	301	22.296

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 31 se muestra para el ejercicio 2023 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 31. 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 2023**

Coste de la red que se le asigna	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
NT0	675.404	656.037	150.090	141.617	2.421	311.073	1.936.641
NT1	400.310	394.171	119.375	105.777	1.220	46.480	1.067.333
NT2	99.367	104.222	25.196	19.950	139	7.475	256.350
NT3	82.965	83.406	22.910	19.158	120	13.259	221.818
NT4	214.567	218.603	67.040	47.620	301	22.296	570.427
<b>Total</b>	<b>1.472.613</b>	<b>1.456.438</b>	<b>384.610</b>	<b>334.123</b>	<b>4.202</b>	<b>400.583</b>	<b>4.052.568</b>
NT1	156.168	149.814	81.496	71.066	702	11.186	470.432
NT2	38.748	39.595	17.192	13.396	80	1.798	110.810
NT3	32.362	31.696	15.638	12.869	69	3.191	95.826
NT4	83.692	83.072	45.759	31.987	173	5.365	250.048
<b>Total</b>	<b>310.971</b>	<b>304.177</b>	<b>160.084</b>	<b>129.319</b>	<b>1.024</b>	<b>21.541</b>	<b>927.116</b>
NT2	25.258	26.433	10.971	8.735	56	1.453	72.906
NT3	6.232	6.191	2.784	2.332	14	775	18.328
NT4	20.943	21.537	10.495	7.416	45	1.606	62.043
<b>Total</b>	<b>52.434</b>	<b>54.161</b>	<b>24.249</b>	<b>18.483</b>	<b>115</b>	<b>3.835</b>	<b>153.277</b>
NT3	7.767	7.583	4.101	3.427	21	1.218	24.116
NT4	9.381	9.429	5.462	3.800	25	976	29.073
<b>Total</b>	<b>17.148</b>	<b>17.012</b>	<b>9.563</b>	<b>7.227</b>	<b>46</b>	<b>2.193</b>	<b>53.189</b>
NT4	25.455	23.870	13.972	11.124	74	3.122	77.617
<b>Total</b>	<b>25.455</b>	<b>23.870</b>	<b>13.972</b>	<b>11.124</b>	<b>74</b>	<b>3.122</b>	<b>77.617</b>

Fuente: CNMC

#### 6.2.4.2. 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 2021. En el Cuadro 32 se presentan los coeficientes de asignación que resultan de considerar los balances de energía por periodo horario.

**Cuadro 32. 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. Año 2023**

Nivel de tensión tarifario	$\alpha_{i,p}^i$	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	$\alpha_{0,p}^0$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
NT1	$\alpha_{1,p}^1$	0,345	0,351	0,392	0,395	0,396	0,368
	$\alpha_{0,p}^1$	0,655	0,649	0,608	0,605	0,604	0,632
NT2	$\alpha_{2,p}^2$	0,189	0,201	0,215	0,221	0,231	0,232
	$\alpha_{1,p}^2$	0,280	0,280	0,308	0,307	0,304	0,283
	$\alpha_{0,p}^2$	0,531	0,519	0,477	0,471	0,464	0,485
NT3	$\alpha_{3,p}^3$	0,081	0,088	0,097	0,100	0,107	0,123
	$\alpha_{2,p}^3$	0,058	0,062	0,065	0,067	0,070	0,070
	$\alpha_{1,p}^3$	0,297	0,298	0,329	0,329	0,326	0,298
	$\alpha_{0,p}^3$	0,564	0,552	0,509	0,504	0,497	0,510
NT4	$\alpha_{4,p}^4$	0,091	0,104	0,113	0,119	0,132	0,155
	$\alpha_{3,p}^4$	0,034	0,037	0,041	0,042	0,044	0,050
	$\alpha_{2,p}^4$	0,071	0,075	0,078	0,080	0,083	0,080
	$\alpha_{1,p}^4$	0,278	0,275	0,301	0,300	0,293	0,263
	$\alpha_{0,p}^4$	0,526	0,510	0,467	0,459	0,447	0,452

Fuente: CNMC

En el Cuadro 33 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 33. 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 2023**

Nivel de tensión tarifario	Asignación	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	NT0	-	-	-	-	-	-
NT1	NT1	64.074	63.566	26.274	23.279	254	7.081
	NT0	121.419	117.762	40.683	35.669	387	12.142
NT2	NT2	10.272	11.417	3.823	3.103	21	828
	NT1	15.259	15.887	5.477	4.313	28	1.012
	NT0	28.928	29.446	8.486	6.611	43	1.736
NT3	NT3	3.509	3.780	1.468	1.265	8	754
	NT2	2.481	2.649	985	844	5	427
	NT1	12.821	12.805	4.980	4.141	24	1.829
	NT0	24.298	23.725	7.712	6.346	37	3.137
NT4	NT4	10.743	12.341	5.360	4.039	27	1.727
	NT3	4.050	4.382	1.952	1.437	9	557
	NT2	8.385	8.881	3.735	2.729	17	886
	NT1	32.755	32.680	14.333	10.178	60	2.928
	NT0	62.080	60.553	22.197	15.599	92	5.022

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 34 se muestra, para el ejercicio 2023, 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 34. 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	121.419	117.762	40.683	35.669	387	12.142	328.061
	NT2	28.928	29.446	8.486	6.611	43	1.736	75.249
	NT3	24.298	23.725	7.712	6.346	37	3.137	65.255
	NT4	62.080	60.553	22.197	15.599	92	5.022	165.544
	<b>Total</b>	<b>236.724</b>	<b>231.486</b>	<b>79.078</b>	<b>64.225</b>	<b>559</b>	<b>22.036</b>	<b>634.109</b>
NT1	NT1	64.074	63.566	26.274	23.279	254	7.081	184.527
	NT2	15.259	15.887	5.477	4.313	28	1.012	41.975
	NT3	12.821	12.805	4.980	4.141	24	1.829	36.599
	NT4	32.755	32.680	14.333	10.178	60	2.928	92.934
	<b>Total</b>	<b>124.908</b>	<b>124.938</b>	<b>51.063</b>	<b>41.911</b>	<b>367</b>	<b>12.850</b>	<b>356.036</b>
NT2	NT2	10.272	11.417	3.823	3.103	21	828	29.465
	NT3	2.481	2.649	985	844	5	427	7.391
	NT4	8.385	8.881	3.735	2.729	17	886	24.633
	<b>Total</b>	<b>21.138</b>	<b>22.947</b>	<b>8.543</b>	<b>6.676</b>	<b>43</b>	<b>2.142</b>	<b>61.489</b>
NT3	NT3	3.509	3.780	1.468	1.265	8	754	10.784
	NT4	4.050	4.382	1.952	1.437	9	557	12.387
	<b>Total</b>	<b>7.560</b>	<b>8.162</b>	<b>3.419</b>	<b>2.702</b>	<b>17</b>	<b>1.311</b>	<b>23.171</b>
NT4	NT4	10.743	12.341	5.360	4.039	27	1.727	34.238
	<b>Total</b>	<b>10.743</b>	<b>12.341</b>	<b>5.360</b>	<b>4.039</b>	<b>27</b>	<b>1.727</b>	<b>34.238</b>

Fuente: CNMC

### 6.3. 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).

#### 6.3.1. 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 35 se presentan los términos de potencia que resultan de la metodología de asignación según el calendario de la Circular 3/2020 para el ejercicio 2023.

**Cuadro 35. 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 2023**

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	1.472.613	1.456.438	384.610	334.123	4.202	400.583
NT1	310.971	304.177	160.084	129.319	1.024	21.541
NT2	52.434	54.161	24.249	18.483	115	3.835
NT3	17.148	17.012	9.563	7.227	46	2.193
NT4	25.455	23.870	13.972	11.124	74	3.122

Nivel de tensión tarifario	Potencia contratada por periodo horario (MW) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	143.518	144.974	145.066	145.069	145.071	147.841
NT1	16.274	16.983	17.936	18.066	18.188	26.390
NT2	3.867	4.003	4.473	4.514	4.550	6.006
NT3	1.736	1.796	1.994	2.012	2.019	2.580
NT4	3.015	3.279	3.891	4.043	4.080	5.057

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	10,2608	10,0462	2,6513	2,3032	0,0290	2,7096
NT1	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,0563	0,8162
NT2	13,5578	13,5306	5,4208	4,0949	0,0253	0,6385
NT3	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,0229	0,8503
NT4	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,0181	0,6174

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 2023. No obstante, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios

de los periodos 5 y 6 de los peajes de transporte y de distribución de todos los grupos tarifarios y los precios de los periodos 1 y 2 para el peaje de transporte 3.0 TD y para el peaje de distribución del 6.2 TD.

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 36 se muestran los términos de potencia de los peajes de redes de transporte y distribución que resultan de aplicar la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 36. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2023**

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	3,870538	0,077146				
3.0 TD	1,501499	1,501499	0,462133	0,328261	0,077146	0,077146
6.1 TD	5,142765	4,891583	2,551186	1,770623	0,124242	0,124242
6.2 TD	5,415318	5,380421	2,346052	1,643069	0,156464	0,156464
6.3 TD	5,405124	5,249581	2,739951	1,888749	0,217591	0,217591
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732

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	22,772999	1,304787				
3.0 TD	8,765793	8,538344	2,189138	1,974938	1,304787	1,304787
6.1 TD	13,965893	13,019568	6,374012	5,387655	0,381957	0,381957
6.2 TD	8,146367	8,146367	2,761898	2,761898	0,217739	0,217739
6.3 TD	4,475079	4,221647	2,056969	1,703259	0,269464	0,269464
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	26,643537	1,381933				
3.0 TD	10,267292	10,039843	2,651271	2,303199	1,381933	1,381933
6.1 TD	19,108658	17,911151	8,925198	7,158278	0,506199	0,506199
6.2 TD	13,561685	13,526788	5,107950	4,404967	0,374203	0,374203
6.3 TD	9,880203	9,471228	4,796920	3,592008	0,487055	0,487055
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732

Fuente: CNMC

### 6.3.2. 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 37).

**Cuadro 37. 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 2023**

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	236.724	231.486	79.078	64.225	559	22.036
NT1	124.908	124.938	51.063	41.911	367	12.850
NT2	21.138	22.947	8.543	6.676	43	2.142
NT3	7.560	8.162	3.419	2.702	17	1.311
NT4	10.743	12.341	5.360	4.039	27	1.727

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (GWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	12.161	14.758	12.391	13.826	5.529	49.263
NT1	6.926	8.704	8.560	9.540	3.840	32.636
NT2	1.972	2.636	2.493	2.842	1.210	11.452
NT3	844	1.157	1.142	1.315	562	6.174
NT4	1.246	1.831	1.794	2.074	918	10.517

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	19,4659	15,6851	6,3821	4,6451	0,1011	0,4473
NT1	18,0358	14,3540	5,9654	4,3931	0,0955	0,3937
NT2	10,7194	8,7069	3,4272	2,3493	0,0359	0,1871
NT3	8,9564	7,0522	2,9948	2,0542	0,0305	0,2124
NT4	8,6251	6,7384	2,9883	1,9476	0,0297	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 2023. Asimismo, con objeto de eliminar las discontinuidades se promedian los precios de los periodos 5 y 6 de todos los peajes.

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 38).

En el Cuadro 39 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 38. Procedimiento de conversión de los términos de energía del peaje de transporte y distribución 2.0 TD de seis a tres periodos. Año 2023**

Peaje T&D	Energía por período horario (MWh) (A)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
2.0 TD	8.058.821	9.915.026	7.870.383	8.882.059	3.651.313	34.247.499

Nivel de tensión tarifario	Término de energía de los peajes (€/MWh) (B)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
NT0	19,466	15,685	6,382	4,645	0,412	0,412

Peaje T&D	Facturación por término de energía (miles €) (C) = (A) * (B)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
2.0 TD	156.872	155.518	50.230	41.258	1.506	14.123

Discriminación horaria de tres periodos	Discriminación horaria de seis periodos (D)					
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
Período 1	90,5%	36,4%	57,5%	50,1%	0,0%	0,0%
Período 2	9,5%	63,6%	42,5%	49,9%	100,0%	0,0%
Período 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 período de la DH3 (miles €)
	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	
Período 1	142.042	56.634	28.889	20.668	-	-	248.233
Período 2	14.830	98.884	21.341	20.590	1.506	-	157.151
Período 3	-	-	-	-	-	14.123	14.123

Discriminación horaria de tres periodos	Previsión de consumo por período de la DH3 (F)
	Período 1
Período 2	18.506.106
Período 3	34.247.499

Peaje T&D	Términos de energía de la DH3 (€/MWh) (E) / (F)		
	Período 1	Período 2	Período 3
2.0 TD	0,012492	0,008492	0,000412

Fuente: CNMC

**Cuadro 39. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular. Año 2023**

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	0,003281	0,002220	0,000093			
3.0 TD	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

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	0,009211	0,006272	0,000319			
3.0 TD	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
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	0,012492	0,008492	0,000412			
3.0 TD	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Fuente: CNMC

### **6.3.3. 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 40).

**Cuadro 40. 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 2023**

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	492.004	109.478	601.482	81,8%
Peaje D	3.000.884	310.029	3.310.913	90,6%
<b>Total</b>	<b>3.492.889</b>	<b>419.507</b>	<b>3.912.395</b>	<b>89,3%</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	0,917	1,374
Peaje D	0,827	2,670

**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	3,870538	0,077146	0,003281	0,002220	0,000093
Distribución	22,772999	1,304787	0,009211	0,006272	0,000319
<b>Total T&amp;D</b>	<b>26,643536</b>	<b>1,381932</b>	<b>0,012492</b>	<b>0,008492</b>	<b>0,000412</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	3,548842	0,070734	0,004506	0,003050	0,000128
Distribución	18,844298	1,079691	0,024592	0,016744	0,000852
<b>Total T&amp;D</b>	<b>22,393140</b>	<b>1,150425</b>	<b>0,029098</b>	<b>0,019794</b>	<b>0,000980</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 41 y en el Cuadro 42 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 41. Términos de potencia de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2023**

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	3,548842	0,070734	-	-	-	-
3.0 TD	1,501499	1,501499	0,462133	0,328261	0,077146	0,077146
6.1 TD	5,142765	4,891583	2,551186	1,770623	0,124242	0,124242
6.2 TD	5,415318	5,380421	2,346052	1,643069	0,156464	0,156464
6.3 TD	5,405124	5,249581	2,739951	1,888749	0,217591	0,217591
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732

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	18,844298	1,079691	-	-	-	-
3.0 TD	8,765793	8,538344	2,189138	1,974938	1,304787	1,304787
6.1 TD	13,965893	13,019568	6,374012	5,387655	0,381957	0,381957
6.2 TD	8,146367	8,146367	3,074770	2,451812	0,217739	0,217739
6.3 TD	4,475079	4,221647	2,056969	1,703259	0,269464	0,269464
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	22,393140	1,150425				
3.0 TD	10,267292	10,039843	2,651271	2,303199	1,381933	1,381933
6.1 TD	19,108658	17,911151	8,925198	7,158278	0,506199	0,506199
6.2 TD	13,561685	13,526788	5,420822	4,094881	0,374203	0,374203
6.3 TD	9,880203	9,471228	4,796920	3,592008	0,487055	0,487055
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732

Fuente: CNMC

**Cuadro 42. Términos de energía de los peajes de transporte y distribución que resultan de la metodología de la Circular 3/2020. Año 2023**

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	0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

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	0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
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	0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

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.

#### **6.3.4. 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 43). Se indica que, a efectos de eliminar discontinuidades, se han promediado los precios de los periodos 5 y 6 en todos los peajes.

**Cuadro 43. 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 2023**

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	64.074	63.566	26.274	23.279	254	7.081
NT2	10.272	11.417	3.823	3.103	21	828
NT3	3.509	3.780	1.468	1.265	8	754
NT4	10.743	12.341	5.360	4.039	27	1.727

Nivel de tensión tarifario	Energía consumida por periodo horario (MWh) (B)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
NT0	12.160.991	14.758.365	12.390.527	13.826.413	5.528.579	49.262.726
NT1	6.925.555	8.704.020	8.559.883	9.540.226	3.839.946	32.636.157
NT2	1.971.902	2.635.518	2.492.657	2.841.603	1.209.750	11.452.159
NT3	844.037	1.157.338	1.141.790	1.315.374	562.275	6.173.709
NT4	1.245.606	1.831.431	1.793.620	2.073.910	917.621	10.517.369

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	0,009252	0,007303	0,003069	0,002440	0,000201	0,000201
NT2	0,005209	0,004332	0,001534	0,001092	0,000067	0,000067
NT3	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
NT4	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Fuente: CNMC

### 6.3.5. 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 44 y Cuadro 45).

**Cuadro 44. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en baja tensión. Año 2023**

**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	1,501499	1,501499	0,462133	0,328261	0,077146	0,077146	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
Distribución	8,765793	8,538344	2,189138	1,974938	1,304787	1,304787	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
<b>Total T&amp;D</b>	<b>10,267292</b>	<b>10,039843</b>	<b>2,651270</b>	<b>2,303199</b>	<b>1,381932</b>	<b>1,381932</b>	<b>0,019466</b>	<b>0,015685</b>	<b>0,006382</b>	<b>0,004645</b>	<b>0,000412</b>	<b>0,000412</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	1.204	253	1.457	82,6%
<b>Total</b>	<b>1.401</b>	<b>343</b>	<b>1.744</b>	<b>80,3%</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	2,557
Peaje D	0,242	4,603

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	0,437064	0,437064	0,134520	0,095552	0,022456	0,022456	0,013051	0,010490	0,004580	0,002884	0,000239	0,000239
Distribución	2,121921	2,066862	0,529921	0,478070	0,315848	0,315848	0,066109	0,053316	0,021132	0,016189	0,001469	0,001469
<b>Total T&amp;D</b>	<b>2,558984</b>	<b>2,503926</b>	<b>0,664441</b>	<b>0,573622</b>	<b>0,338303</b>	<b>0,338303</b>	<b>0,079160</b>	<b>0,063806</b>	<b>0,025712</b>	<b>0,019074</b>	<b>0,001707</b>	<b>0,001707</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 45. Procedimiento de cálculo de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución para los puntos de suministro de acceso público dedicados a la recarga de vehículos eléctricos conectados en media tensión. Año 2023**

**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	5,142765	4,891583	2,551186	1,770623	0,124242	0,124242	0,00473	0,00375	0,00167	0,00107	0,00008	0,00008
Distribución	13,965893	13,019568	6,374012	5,387655	0,381957	0,381957	0,01331	0,01060	0,00429	0,00333	0,00028	0,00028
<b>Total T&amp;D</b>	<b>19,108658</b>	<b>17,911151</b>	<b>8,925198</b>	<b>7,158278</b>	<b>0,506199</b>	<b>0,506199</b>	<b>0,01804</b>	<b>0,01435</b>	<b>0,00597</b>	<b>0,00439</b>	<b>0,00036</b>	<b>0,00036</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	2.191	249	2.440	89,8%
Peaje D	5.927	703	6.629	89,4%
<b>Total</b>	<b>8.117</b>	<b>952</b>	<b>9.069</b>	<b>89,5%</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	0,223	7,826
Peaje D	0,224	7,548

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	1,145661	1,089704	0,568331	0,394444	0,027678	0,027678	0,037015	0,029385	0,013104	0,008350	0,000641	0,000641
Distribución	3,124323	2,912620	1,425936	1,205277	0,085448	0,085448	0,100435	0,080004	0,032388	0,025106	0,002116	0,002116
<b>Total T&amp;D</b>	<b>4,269983</b>	<b>4,002324</b>	<b>1,994267</b>	<b>1,599721</b>	<b>0,113126</b>	<b>0,113126</b>	<b>0,137450</b>	<b>0,109389</b>	<b>0,045493</b>	<b>0,033456</b>	<b>0,002758</b>	<b>0,002758</b>

Fuente: CNMC

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

Conforme al artículo 9.4 de la Circular 3/2020, los precios del término 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 2023 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 2021, excluyendo el del ejercicio 2020, por los

motivos indicados en la memoria que acompaña a la Resolución de peajes del ejercicio 2022<sup>31</sup>.

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, aspecto fundamental para 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. En el Cuadro 46 se muestran el precio del término del exceso de potencia (€/kW) y coeficientes que resultan para 2023 de aplicar la metodología de la Circular 3/2020.

**Cuadro 46. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2023**

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,167236	3,424853	3,665629	3,371776	3,080419	2,944120

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
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	0,051374	0,977847	0,937332	0,997427	0,958607	0,862139
	3		0,258225	0,467076	0,399716	0,485508	0,425286
	4		0,224324	0,374609	0,301945	0,363556	0,325868
	5		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422
6		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422	

Fuente: CNMC

<sup>31</sup> Véase punto 6.1 de la 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, disponible en [https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707\\_4.pdf](https://www.cnmc.es/sites/default/files/3853707_4.pdf)

La Resolución de peajes de 2022 establece que para los suministros con equipo de medida tipo 4 y 5 el término pasa a expresarse en €/kW y día, por lo que para proceder a su facturación se aplicará este término expresado en €/kW y día multiplicado por 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).

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 de los cuartos de hora en que se excede la potencia. Por tanto, para estos clientes no se aplicará ningún prorrateo, independientemente de que el período a facturar sea de 28, 30 o 31 días.

Al respecto cabe señalar que, en el caso de suministros con tipo de medida 1,2 y 3 únicamente se aplicará un prorrateo cuando durante el ciclo se produzca una modificación de la potencia contratada o un cambio de temporada tal y como se establece el punto 2 del Resuelve primero de la Resolución de precios de 2022.

En el Cuadro 47 se muestran los precios del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2023, al igual que en el ejercicio anterior los precios aplicables a los puntos de suministro con equipos de medida tipos 4 y 5 se publican en €/kW y día, reiterando en la Resolución de peajes las condiciones aplicables a estos suministros 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.

**Cuadro 47. Precio del exceso de potencia y coeficientes aplicables a partir del 1 de enero de 2023**

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
<b>Artículo 9.4.b.1</b>							
Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)		0,104128	0,112598	0,120514	0,110853	0,101274	0,096793
<b>Artículo 9.4.b.2</b>							
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,167236	3,424853	3,665629	3,371776	3,080419	2,944120
	Periodo	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	0,051374	0,977847	0,937332	0,997427	0,958607	0,862139
	3	-	0,258225	0,467076	0,399716	0,485508	0,425286
	4	-	0,224324	0,374609	0,301945	0,363556	0,325868
	5	-	0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422
	6	-	0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422

Fuente: CNMC

A continuación, se compara los precios del exceso de potencia y los coeficientes ki que resultan para el año 2023, con los que resultan para el ejercicio 2022 de aplicar la metodología de la Circular (incluidos en la memoria que acompaña a la Resolución de 16 de diciembre de 2021), sin considerar la aplicación del periodo transitorio<sup>32</sup>. Se observa que los precios de los términos del exceso de potencia se reducen entre un 1,6% y un 6,7% con la excepción del precio aplicable al peaje 6.1TD que se incrementa un 2,0%, en consecuencia, y con carácter general las variaciones de los excesos de potencia siguen la tendencia de reducción de los términos de potencia propuestos para el año 2023.

<sup>32</sup> Como se señala 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, en 2022 se trasladó la mitad del incremento que resulta de aplicar la metodología establecida en el artículo 9.4 de la Circular 3/2020, por lo que a partir del 1 de enero de 2023 serán de plena aplicación los precios que resulten de aplicar la metodología de la Circular.

**Cuadro 48. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW y día) resultantes de la metodología para el año 2023 y 2022**

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

		Año 2023						Año 2022 (sin periodo transitorio)						
		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)		3,167236	3,424853	3,665629	3,371776	3,080419	2,944120	3,390820	3,531049	3,594822	3,615613	3,130578	3,083449	
		Período	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		0,051374	0,977847	0,937332	0,997427	0,958607	0,862139	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3			0,258225	0,467076	0,399716	0,485508	0,425286		0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4			0,224324	0,374609	0,301945	0,363556	0,325868		0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5			0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422		0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
	6			0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422		0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202

**B.- Tasa de Variación (%): 2023 s/ 2022**

		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)		-6,6%	-3,0%	2,0%	-6,7%	-1,6%	-4,5%	
		Período	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		25,8%	12,1%	-6,3%	-0,3%	-4,1%	12,6%
	3			-26,5%	-14,3%	-18,3%	-12,2%	15,5%
	4			-16,0%	-9,3%	-32,1%	12,4%	20,2%
	5			25,8%	-3,4%	-10,4%	-22,6%	-19,1%
	6			25,8%	-3,4%	-10,4%	-22,6%	-19,1%

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 49 se comparan los precios de los excesos de potencia del ejercicio 2023 con los vigentes durante 2022, esto es, considerando la aplicación del periodo transitorio. Se observa que los precios de los excesos de potencia son entre un 31% y un 47% superiores a los aplicados en 2022, con la excepción de los aplicables a los puntos de suministro con equipos de medida tipos 4 y 5 acogidos al peaje 6.1 TD para los que resultan un incremento del 2,0%, debido a que en el ejercicio 2022 se estableció un precio diferenciado para este colectivo, con el objeto de incentivar la adecuada contratación de la potencia del periodo de punta.

**Cuadro 49. Comparación entre los precios del exceso de potencia (€/kW) de los ejercicios 2023 y 2022**

**A) Términos de la Resolución de peajes**

		Año 2023						Año 2022 (con periodo transitorio)					
		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
<b>Artículo 9.4.b.1</b>													
Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)		0,104128	0,112598	0,120514	0,110853	0,101274	0,096793	0,078858	0,081164	0,118186	0,082554	0,074580	0,073806
<b>Artículo 9.4.b.2</b>													
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		3,167236	3,424853	3,665629	3,371776	3,080419	2,944120	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	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	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000	1,000000
	2	0,051374	0,977847	0,937332	0,997427	0,958607	0,862139	0,040842	0,872171	1,000000	1,000000	1,000000	0,765346
	3		0,258225	0,467076	0,399716	0,485508	0,425286		0,351490	0,545204	0,489150	0,553151	0,368150
	4		0,224324	0,374609	0,301945	0,363556	0,325868		0,267082	0,412967	0,444995	0,323415	0,271009
	5		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422		0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202
	6		0,134596	0,026491	0,027593	0,049296	0,041422		0,106998	0,027431	0,030784	0,063681	0,051202

**B.- Tasa de Variación (%): 2023 s/ 2022**

		2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
<b>Artículo 9.4.b.1</b>							
Precio del exceso de Potencia (€/kW y día)		32,0%	38,7%	2,0%	34,3%	35,8%	31,1%
<b>Artículo 9.4.b.2</b>							
Precio del exceso de Potencia (€/kW)		32,0%	38,7%	46,6%	34,3%	35,8%	31,1%
Coeficiente Ki	Periodo	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD
	1	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	2	25,8%	12,1%	-6,3%	-0,3%	-4,1%	12,6%
	3		-26,5%	-14,3%	-18,3%	-12,2%	15,5%
	4		-16,0%	-9,3%	-32,1%	12,4%	20,2%
	5		25,8%	-3,4%	-10,4%	-22,6%	-19,1%
	6		25,8%	-3,4%	-10,4%	-22,6%	-19,1%

Fuente: CNMC

Se indica que, en respuesta a las alegaciones del CCE, en la resolución se aclara que los términos de exceso de potencia aplicables a los consumidores acogidos a los peajes 3.0TDVE y 6.1TDVE, serán los aplicables a los peajes 3.0TD y 6.1TD, respectivamente, dado que los peajes 3.0TDVE y 6.1TDVE tienen la misma estructura y condiciones de facturación que los peajes 3.0TDVE y 6.1TDVE.

Asimismo, en respuesta a las alegaciones de algunos miembros del CCE, a efectos ilustrativos en los cuadros siguientes se ilustra la facturación del exceso de potencia cuando durante el ciclo se produce una modificación de la potencia contratada o un cambio de temporada.

**Cuadro 50. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1 TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 con cambio de potencia el día 11 del ciclo de facturación de un mes de 30 días**

**Período del 1 al 10**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				28	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	-	-	-	-	-	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	
Facturación por exceso de potencia (€) (E1) = 2 * (C) * (D) * 10	2,41	-	-	-	-	-	<b>2,41</b>

**Período del 11 al 30**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	32	32	32	32	32	32	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	28				28	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	-	-	-	-	-	-	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	
Facturación por exceso de potencia (€) (E2) = 2 * (C) * (D) * 20	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL Facturación por exceso de potencia (€) (E) = (E1) + (E2)</b>	<b>2,41</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2,41</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 51. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 4 o 5 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (29 julio – 2 septiembre)**

	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
Potencia contratada (kW) (A)	30	30	30	30	30	30	
Potencia máxima demandada en el periodo (kW) (B)	31	31	31	31		31	
Exceso de potencia (kW) (C) = (B) - (A)	1	1	1	1	-	1	
Término exceso de potencia (€/kW y día) (D)	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	0,120514	
Nº días del periodo en el ciclo de facturación (E)	2	2	33	33		35	
Facturación por exceso de potencia (€) (F) = 2 * (C) * (D) * (E)	0,48	0,48	7,95	7,95	-	8,44	<b>25,31</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 52. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 con cambio de potencia el día 14 del ciclo de facturación de un mes de 30 días**

**1. Facturación del día 1 al 13**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37	36					52	
	2	35	39					53	
	3	41	42					55	
	4	38	35					50	
	5	37	36					49	
	6	39	45					41	
	7	40	31					55	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> * 10 <sup>-2</sup>		22	23	-	-	-	8		
Cuarto de hora del periodo p	1	49	36	-	-	-	4		
	2	25	81	-	-	-	9		
	3	121	144	-	-	-	25		
	4	64	25	-	-	-	-		
	5	49	36	-	-	-	-		
	6	81	225	-	-	-	-		
	7	100	1	-	-	-	25		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,937332	0,467076	0,374609	0,026491	0,026491		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)		81,06	80,43	-	-	-	0,77	<b>162,26</b>	
Facturación por exceso de potencia día 1 a 13 (€) (F1) = ((F) / 30) * 13		35,13	34,85	-	-	-	0,33	<b>70,31</b>	

**2. Facturación del día 14 al 30**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		35	35	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	8	38	35					55	
	9	39	39					51	
	10	41	33					42	
	11	40	37					49	
	12	45	36					48	
	13	38	35					59	
	14	42	37					50	
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> * 10 <sup>-2</sup>		14	5	-	-	-	10		
Cuarto de hora del periodo p	8	9	-	-	-	-	25		
	9	16	16	-	-	-	1		
	10	36	-	-	-	-	-		
	11	25	4	-	-	-	-		
	12	100	1	-	-	-	-		
	13	9	-	-	-	-	81		
	14	-	-	-	-	-	-		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,937332	0,467076	0,374609	0,026491	0,026491		
Facturación por exceso de potencia mensual (€) (F) = (C) * (D) * (E)		51,19	15,75	-	-	-	1,00	<b>67,94</b>	
Facturación por exceso de potencia día 14 a 30 (€) (F2) = ((F) / 30) * 17		29,01	8,92	-	-	-	0,57	<b>38,50</b>	
Total Facturación por exceso de potencia G = (F1) + (F2)		64,13	43,78	-	-	-	0,90	<b>108,81</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 53. Facturación excesos de potencia de un punto de suministro acogido al peaje 6.1TD con equipo de medida Tipo 1, 2 o 3 cuyo ciclo de lectura abarca un cambio de temporada. Ejemplo (25 noviembre – 25 diciembre)**

		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
Potencia contratada (kW) (A)		30	30	40	40	40	50		
Potencia demandada (kW) (B)									
Cuarto de hora j del periodo p	1	37	36	45			52		
	2	35	39	50			53		
	3	41	42				55		
	4	38	35				50		
	5	37	36				49		
	6	39	45				41		
	7	40	31				55		
Exceso de potencia (kW) (C) = ((B) - (A)) <sup>2</sup> / 2		22	23	11	-	-	8		
Cuarto de hora del periodo p	1	49	36	25	-	-	4		
	2	25	81	100	-	-	9		
	3	121	144	-	-	-	25		
	4	64	25	-	-	-	-		
	5	49	36	-	-	-	-		
	6	81	225	-	-	-	-		
	7	100	1	-	-	-	25		
Término exceso de potencia (€/kW) (D)		3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629	3,665629		
Coeficiente Kp (E)		1,000000	0,937332	0,467076	0,374609	0,026491	0,026491		
Facturación por exceso de potencia mensual SIN PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E)		81,06	80,43	19,14	-	-	0,77	<b>181,40</b>	
Nº días en que el periodo está activo		1-25 dic	26 nov - 25 dic	26 - 30 nov			26 nov - 25 dic		
Nº días (F)		25	30	5			30		
Facturación por exceso de potencia mensual CON PRORRATEO (€) (F) = (C) * (D) * (E) * (F) / 30		67,55	80,43	3,19	-	-	0,77	<b>151,94</b>	

Fuente: CNMC

Por último, se aclara que 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.

## 6.5. 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 €/kWArh, con el objeto de no introducir una señal de precio a los consumidores, que podría ser necesario modificar en un plazo breve.

Por otra parte, el artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad, establece que los gestores de la red deben obtener los servicios de balance y de no frecuencia mediante procedimientos transparentes, no discriminatorios y basados en mecanismos de mercado. La

Directiva (UE) 2019/944 identifica, entre otros, como servicio de no frecuencia el control de tensión.

A fin de adaptar el servicio de control de tensión, entre otros aspectos, a lo dispuesto en dicho artículo 40 de la Directiva (UE) 2019/944, el operador del sistema eléctrico español llevó a cabo un diseño para un nuevo servicio basado en mecanismos de mercado. Este diseño se materializó en una propuesta de revisión de varios procedimientos de operación, entre los que destaca el P.O.7.4, en julio de 2021.

Dicha propuesta de revisión consiste, en resumen, en la implantación de un mecanismo mixto de asignación de los recursos de control de tensión, con una vertiente de participación obligatoria no remunerada, asociada a las capacidades exigidas por la regulación de conexión a la red, y otra vertiente de participación voluntaria y remunerada a precio de mercado, basada en subastas zonales para la puesta a disposición del gestor de la red de la capacidad adicional disponible, cuando esta sea necesaria.

Cabe señalar que la propuesta del OS del servicio de control de tensión y del P.O.7.4 se solapan con la señal de precios que se traslada al consumidor en el término de energía reactiva, por lo que su aplicación debe ser coordinada.

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 2023 los precios de los términos de facturación por energía reactiva.

## **6.6. 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 2023 respecto de los peajes de transporte y distribución establecidos para el ejercicio 2022 en la Resolución de 16 de diciembre de 2021.

Las variaciones de los peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior se explican por la variación de la retribución asignada a los mismos, la variación del perfil de los consumidores (que determina la asignación del coste por periodo horario y, en definitiva, el 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).

### 6.6.1. Impacto de la actualización de la retribución

La parte de la retribución del transporte<sup>33</sup> considerada en el cálculo de los peajes para el ejercicio 2023 es un 6,7% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2022. Por su parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de distribución es un 3,8% inferior a la considerada en el cálculo de los peajes del ejercicio 2022, según la Memoria de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 (véase Cuadro 54).

**Cuadro 54. Parte de la retribución de las actividades de transporte y distribución consideradas en la determinación de los peajes de 2022 y 2023**

	2022 (A)	2023 (B)	% variación (B) sobre (A)
Transporte	1.413.260	1.318.945	-6,7%
Distribución	5.255.587	5.053.865	-3,8%
<b>Total</b>	<b>6.668.847</b>	<b>6.372.810</b>	<b>-4,4%</b>

*Fuente: CNMC, Memoria de la Resolución de 16 de diciembre 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 y distribución se reducirían homotéticamente en todos sus términos un 6,7% y un 3,8%, respectivamente. El impacto de dicha variación sobre cada grupo tarifario depende del peso de la retribución del

<sup>33</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.

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 55).

**Cuadro 55. Impacto de la actualización de la retribución de las actividades de transporte y distribución sobre la facturación de peajes del ejercicio 2023**

Peaje T&D	Asignación retribución 2022 (A)			Asignación retribución 2023 (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	2.998.503	999.501	3.998.004	2.870.416	956.805	3.827.221	-4,3%	-4,3%	-4,3%
3.0 TD	528.383	216.648	745.032	506.029	206.697	712.726	-4,2%	-4,6%	-4,3%
6.1 TD	1.092.952	380.592	1.473.545	1.042.544	363.109	1.405.652	-4,6%	-4,6%	-4,6%
6.2 TD	177.293	63.977	241.270	168.437	60.789	229.226	-5,0%	-5,0%	-5,0%
6.3 TD	60.009	23.690	83.699	56.768	22.414	79.182	-5,4%	-5,4%	-5,4%
6.4 TD	89.497	37.800	127.297	83.524	35.278	118.802	-6,7%	-6,7%	-6,7%
<b>Total</b>	<b>4.946.638</b>	<b>1.722.209</b>	<b>6.668.847</b>	<b>4.727.717</b>	<b>1.645.092</b>	<b>6.372.810</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>-4,4%</b>

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

### 6.6.2. Impacto de la variación del perfil de consumo

La retribución del transporte y la distribución se asignan por periodo horario teniendo en cuenta la participación de cada periodo en las H primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión.

Como se detalla en el epígrafe 6.2.3, a los efectos anteriores en la Resolución de peajes del ejercicio 2022 se asigna la retribución por periodo horario teniendo en cuenta los perfiles de consumo correspondientes al ejercicio 2019 y las 2.000 primeras horas de la monótona de cada nivel de tensión, mientras que para el ejercicio 2023 se han empleado las curvas de carga correspondientes al ejercicio 2021 y se han tomado las 1.600 primeras horas.

En consecuencia, el impacto se puede descomponer en dos: uno motivado por la actualización de las curvas de carga y otro por la reducción del parámetro H.

En el Cuadro 56 se comparan los peajes de la resolución de 2022 con los que resultarían para este mismo ejercicio 2022 en caso de que únicamente se actualizaran los perfiles de consumo, esto es, manteniendo 2.000 horas a efectos del cálculo de la participación de cada periodo en la punta. Se observa que como consecuencia de la actualización de las curvas de carga los términos de potencia

y energía se reducen en los periodos 1 y 2 y aumentan en el resto de los periodos, lo que implica una reducción de la señal de precios respecto de los peajes de la Resolución de peajes de 2022.

**Cuadro 56. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 2.000 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución**

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2022 (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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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

Peajes de transporte y distribución de 2022 actualizadas curvas de carga con 2.000 horas (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	22,5002	1,3544					0,026516	0,019413	0,001235			
3.0 TD	9,2422	8,9921	3,5508	3,2690	1,6217	1,6217	0,015732	0,014361	0,008216	0,006224	0,000537	0,000537
6.1 TD	17,2691	17,2691	10,3257	8,7875	0,8427	0,8427	0,015387	0,014045	0,008391	0,006302	0,000529	0,000529
6.2 TD	13,0457	13,0457	6,9437	6,3190	0,6562	0,6562	0,008309	0,007600	0,004665	0,002886	0,000270	0,000270
6.3 TD	9,3338	9,3338	5,5915	4,5993	0,7284	0,7284	0,006910	0,006308	0,003956	0,002683	0,000271	0,000271
6.4 TD	9,1900	7,8355	4,1938	3,1348	0,6479	0,6479	0,006278	0,005700	0,003383	0,002729	0,000191	0,000191

% 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	-2,1%	44,3%					-4,6%	1,4%	75,7%			
3.0 TD	-11,9%	-1,8%	-3,7%	16,6%	44,4%	44,4%	-11,4%	-1,4%	3,3%	16,1%	67,3%	67,3%
6.1 TD	-5,7%	-5,7%	3,4%	16,1%	67,7%	67,7%	-11,4%	-1,4%	3,3%	16,1%	67,9%	67,9%
6.2 TD	-4,0%	-4,0%	4,4%	4,5%	56,8%	56,8%	-9,4%	0,9%	10,3%	-2,3%	55,2%	55,2%
6.3 TD	-6,9%	-6,9%	0,9%	41,9%	14,1%	14,1%	-11,1%	-3,2%	1,0%	42,7%	15,3%	15,3%
6.4 TD	-10,9%	-0,7%	10,4%	12,1%	22,7%	22,7%	-10,9%	-0,7%	10,4%	12,2%	22,4%	22,4%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

En términos de facturación media, la reducción de peajes en los periodos 1 y 2 apenas afectarían a los consumidores conectados en baja tensión y supondrían incrementos de entre el 0,3% y el 1,1% para los consumidores conectados en alta tensión (véase Cuadro 57).

**Cuadro 57. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 2.000 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución**

Resolución de peajes 2022 (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	2.998.503	999.501	3.998.004	51,64
3.0 TD	34.127	528.383	216.648	745.032	21,83
6.1 TD	68.569	1.092.952	380.592	1.473.545	21,49
6.2 TD	23.498	177.293	63.977	241.270	10,27
6.3 TD	11.185	60.009	23.690	83.699	7,48
6.4 TD	21.570	89.497	37.800	127.297	5,90
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.946.638</b>	<b>1.722.209</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

Asignación de 2022 actualizados las curvas de carga y considerando 2.000 horas (B)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	2.991.372	997.124	3.988.496	51,52
3.0 TD	34.127	529.414	215.301	744.715	21,82
6.1 TD	68.569	1.099.216	381.900	1.481.116	21,60
6.2 TD	23.498	177.666	64.384	242.050	10,30
6.3 TD	11.185	60.640	23.965	84.605	7,56
6.4 TD	21.570	89.597	38.267	127.864	5,93
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.947.906</b>	<b>1.720.941</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

% variación de (B) sobre (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	0,0%	-0,2%	-0,2%	-0,2%	-0,2%
3.0 TD	0,0%	0,2%	-0,6%	0,0%	0,0%
6.1 TD	0,0%	0,6%	0,3%	0,5%	0,5%
6.2 TD	0,0%	0,2%	0,6%	0,3%	0,3%
6.3 TD	0,0%	1,1%	1,2%	1,1%	1,1%
6.4 TD	0,0%	0,1%	1,2%	0,4%	0,4%
<b>Total</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

En el Cuadro 58 y el Cuadro 59 se muestra el resultado en caso de actualizar tanto los perfiles de consumo como el número de horas a efectos de calcular la participación en la punta. En este caso, los términos de potencia y energía de los periodos 1 y 2 aumentan, a costa de menores incrementos en el resto de los periodos, respecto de los de la Resolución de peajes de 2022. En términos de facturación media, los consumidores conectados en baja tensión verían incrementos en la facturación de entre el 0,2% y el 0,3%, mientras que los consumidores de alta tensión registrarían reducciones de entre el 0,4% y el 0,7%.

**Cuadro 58. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución**

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2022 (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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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

Peajes de transporte y distribución de 2022 actualizadas curvas de carga y considerando 1.600 horas (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	22,8208	1,1708					0,027569	0,019069	0,000959			
3.0 TD	10,7057	9,6657	2,8215	2,4535	1,4029	1,4029	0,018428	0,015500	0,006567	0,004709	0,000415	0,000415
6.1 TD	19,2898	19,2898	8,2558	6,6473	0,6320	0,6320	0,018024	0,015159	0,006707	0,004768	0,000406	0,000406
6.2 TD	14,7270	14,7270	5,4423	4,7181	0,4325	0,4325	0,009701	0,008338	0,003715	0,002103	0,000183	0,000183
6.3 TD	10,4737	10,4737	4,5059	3,4566	0,5532	0,5532	0,008069	0,006849	0,003189	0,002017	0,000209	0,000209
6.4 TD	10,7312	8,4422	3,4676	2,3327	0,4829	0,4829	0,007331	0,006141	0,002797	0,002031	0,000144	0,000144

% 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	-0,7%	24,7%					-0,8%	-0,4%	36,4%			
3.0 TD	2,0%	5,6%	-23,5%	-12,5%	24,9%	24,9%	3,8%	6,4%	-17,4%	-12,2%	29,3%	29,3%
6.1 TD	5,3%	5,3%	-17,3%	-12,1%	25,8%	25,8%	3,8%	6,4%	-17,4%	-12,2%	28,9%	28,9%
6.2 TD	8,3%	8,3%	-18,1%	-22,0%	3,3%	3,3%	5,8%	10,7%	-12,1%	-28,8%	5,2%	5,2%
6.3 TD	4,5%	4,5%	-18,7%	6,7%	-13,3%	-13,3%	3,8%	5,1%	-18,6%	7,3%	-11,1%	-11,1%
6.4 TD	4,0%	6,9%	-8,7%	-16,6%	-8,6%	-8,6%	4,0%	6,9%	-8,7%	-16,5%	-7,7%	-7,7%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 59. Impacto de la actualización de los perfiles de consumo, manteniendo el parámetro H en 1.600 horas, en la facturación de los peajes de transporte y distribución**

Resolución de peajes 2022 (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	2.998.503	999.501	3.998.004	51,64
3.0 TD	34.127	528.383	216.648	745.032	21,83
6.1 TD	68.569	1.092.952	380.592	1.473.545	21,49
6.2 TD	23.498	177.293	63.977	241.270	10,27
6.3 TD	11.185	60.009	23.690	83.699	7,48
6.4 TD	21.570	89.497	37.800	127.297	5,90
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.946.638</b>	<b>1.722.209</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

Asignación de 2022 actualizados las curvas de carga y considerando 1.600 horas (B)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	3.007.664	1.002.555	4.010.218	51,80
3.0 TD	34.127	529.970	216.307	746.277	21,87
6.1 TD	68.569	1.083.317	379.182	1.462.499	21,33
6.2 TD	23.498	175.937	63.852	239.789	10,20
6.3 TD	11.185	59.711	23.572	83.283	7,45
6.4 TD	21.570	89.273	37.508	126.781	5,88
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.945.871</b>	<b>1.722.976</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

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

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

### 6.6.3. Impacto de la actualización de los balances de potencia y energía

Los balances de potencia y energía determinan la asignación del coste de cada periodo y nivel de tensión entre los consumidores conectados en ese nivel de tensión y los consumidores conectados en redes de tensión inferior.

En el Cuadro 60 se muestran los días de máxima demanda a efectos de la solicitud de los balances de potencia y energía implícitos en las resoluciones de peajes de 2022 y 2023. Nótese que los días de máxima demanda del ejercicio 2021, a los efectos del cálculo de peajes de 2023, registran un incremento en los periodos 1, 2 y 6 respecto de los considerados en el cálculo de los peajes de 2022 (con balances del ejercicio 2019). Al respecto se indica que estos días coinciden con el inicio de la borrasca Filomena.

**Cuadro 60. Días de máxima demanda por periodo horario a efectos de la solicitud de balances de potencia y energía de la Resolución de peajes de los ejercicios 2022 y 2023**

Periodo	Resolución de peajes 2022 (balances año 2019)			Resolución de peajes 2023 (balances año 2021)			% variación de la demanda máxima por periodo de 2021 sobre 2019
	Día	Hora	MW	Día	Hora	MW	
1	10/01/2019	21	40.136	08/01/2021	14	41.483	3,4%
2	24/07/2019	15	39.093	07/01/2021	15	40.393	3,3%
3	28/06/2019	14	37.810	07/09/2021	14	34.876	-7,8%
4	28/06/2019	15	37.168	07/09/2021	15	34.828	-6,3%
5	09/04/2019	15	32.910	09/04/2021	15	31.514	-4,2%
6	12/01/2019	21	34.813	10/01/2021	21	35.579	2,2%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

En el Cuadro 61 y el Cuadro 62 se comparan los términos de potencia y energía y la facturación de la Resolución de peajes de 2022 y el resultado de actualizar los balances de potencia y energía, manteniendo el resto de los parámetros. Cabe señalar el aumento de los términos de potencia y energía de todos los periodos en los peajes de baja tensión, con la excepción del periodo 3 en potencia y el periodo 4 en potencia y en energía del peaje 3.0 TD, y una reducción generalizada en los términos de potencia y energía del resto de los peajes, con la excepción de los términos de potencia de los periodos 3 y 4 y los términos de energía de los peajes 6.2 TD y 6.3 TD. Este incremento de los términos de potencia y energía de los consumidores de baja tensión puede ser explicado por el diferente impacto de la borrasca Filomena sobre el consumo doméstico, comercial e industrial.

En coherencia, la facturación media de los consumidores conectados en baja tensión aumenta entre el 2,4% y el 2,8%, mientras que la facturación de los consumidores conectados en redes de alta tensión se reduce entre el 2,6% y el 7,4%.

**Cuadro 61. Impacto de la actualización de los balances de potencia y energía en los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución**

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2022 (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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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

Peajes de transporte y distribución de 2022 actualizados balances de potencia y energía (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	23,6361	0,9555					0,028547	0,019669	0,000734			
3.0 TD	10,5542	9,9859	3,6500	2,7649	1,1445	1,1445	0,017902	0,014712	0,008013	0,005313	0,000328	0,000328
6.1 TD	15,7167	15,7167	10,0806	7,6294	0,4086	0,4086	0,017052	0,013971	0,008046	0,005409	0,000306	0,000306
6.2 TD	12,0954	12,0954	6,6518	6,0721	0,3747	0,3747	0,009269	0,007594	0,004032	0,003389	0,000169	0,000169
6.3 TD	8,8597	8,8597	6,1575	3,4891	0,5705	0,5705	0,008155	0,006736	0,003982	0,002023	0,000239	0,000239
6.4 TD	8,2089	7,0179	4,5064	3,6757	0,4003	0,4003	0,006874	0,005620	0,003233	0,002186	0,000152	0,000152

% 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	2,8%	1,8%					2,7%	2,7%	4,4%			
3.0 TD	0,6%	9,1%	-1,0%	-1,3%	1,9%	1,9%	0,8%	1,0%	0,7%	-0,9%	2,2%	2,2%
6.1 TD	-14,2%	-14,2%	0,9%	0,8%	-18,7%	-18,7%	-1,8%	-1,9%	-1,0%	-0,4%	-2,9%	-2,9%
6.2 TD	-11,0%	-11,0%	0,0%	0,4%	-10,4%	-10,4%	1,1%	0,9%	-4,6%	14,7%	-2,9%	-2,9%
6.3 TD	-11,6%	-11,6%	11,1%	7,7%	-10,6%	-10,6%	4,9%	3,4%	1,7%	7,6%	1,7%	1,7%
6.4 TD	-20,4%	-11,1%	18,7%	31,5%	-24,2%	-24,2%	-2,4%	-2,1%	5,6%	-10,2%	-2,6%	-2,6%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 62. Impacto de la actualización los balances de potencia y energía en la facturación de los peajes de transporte y distribución**

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2022 (A)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	2.998.503	999.501	3.998.004	51,64
3.0 TD	34.127	528.383	216.648	745.032	21,83
6.1 TD	68.569	1.092.952	380.592	1.473.545	21,49
6.2 TD	23.498	177.293	63.977	241.270	10,27
6.3 TD	11.185	60.009	23.690	83.699	7,48
6.4 TD	21.570	89.497	37.800	127.297	5,90
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.946.638</b>	<b>1.722.209</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

Peajes de transporte y distribución de 2022 actualizados balances de potencia y energía (B)					
Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación media (€/MWh)
		Término de potencia	Término de energía	Total	
2.0 TD	77.422	3.081.720	1.027.240	4.108.961	53,07
3.0 TD	34.127	544.716	218.162	762.878	22,35
6.1 TD	68.569	990.044	374.739	1.364.783	19,90
6.2 TD	23.498	164.099	65.090	229.188	9,75
6.3 TD	11.185	56.901	24.606	81.506	7,29
6.4 TD	21.570	84.584	36.946	121.530	5,63
<b>Total</b>	<b>236.370</b>	<b>4.922.064</b>	<b>1.746.783</b>	<b>6.668.847</b>	<b>28,21</b>

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

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

#### **6.6.4. 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 63 se muestra el impacto los términos de potencia y energía de la actualización de las variables de facturación manteniendo el resto de los parámetros del modelo de asignación y en el Cuadro 64 el impacto sobre la facturación y el precio medio de los peajes.

Se observa que, como resultado de la actualización de las variables de facturación, con carácter general, se produce un incremento de los términos de potencia y energía respecto de los de la Resolución de peajes de 2022, motivado por la menor potencia y consumo previsto para el ejercicio 2023 respecto del implícito en la Resolución de peajes de 2022. Cabe señalar que los incrementos son más significativos en el periodo 1, tanto en el término potencia como en el término de energía, y más significativos también en el término de energía del peaje 6.4 TD.

Como consecuencia de lo anterior, cabe señalar que el precio medio del peaje de acceso de transporte y distribución aumenta para todos los grupos tarifarios, con la excepción del peaje 6.1 TD y el peaje 6.3 TD, debido a que la reducción de la potencia se compensa en estos peajes por el aumento del consumo.

Por otra parte, en el caso de los consumidores conectados en baja tensión se registran incrementos en la facturación del peaje 3.0TD a cambio de reducir la facturación del peaje 2.0TD. 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.

**Cuadro 63. Impacto de la actualización de las variables de facturación sobre los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución**

Peaje de transporte y distribución de la Resolución de peajes 2022 (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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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

Peajes de transporte y distribución de 2022 actualizadas las variables de facturación (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	22,8604	0,9451					0,029436	0,020501	0,000720			
3.0 TD	10,4441	9,1008	3,6658	2,7850	1,1310	1,1310	0,019492	0,015299	0,008049	0,005583	0,000327	0,000327
6.1 TD	21,5078	21,5078	11,2287	8,4619	0,5252	0,5252	0,018546	0,014419	0,007652	0,005251	0,000303	0,000303
6.2 TD	14,8067	14,8067	6,5935	5,9281	0,4270	0,4270	0,010547	0,008204	0,004308	0,003015	0,000178	0,000178
6.3 TD	11,0710	11,0710	5,6185	3,2954	0,6694	0,6694	0,008693	0,006859	0,003833	0,001893	0,000230	0,000230
6.4 TD	10,9257	8,2038	3,5502	2,6865	0,5448	0,5448	0,009105	0,006899	0,003322	0,002784	0,000183	0,000183

% 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	-0,6%	0,7%					5,9%	7,1%	2,4%			
3.0 TD	-0,5%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	0,7%	0,7%	9,8%	5,0%	1,2%	4,1%	1,9%	1,9%
6.1 TD	17,4%	17,4%	12,4%	11,8%	4,5%	4,5%	6,8%	1,2%	-5,8%	-3,3%	-3,8%	-3,8%
6.2 TD	8,9%	8,9%	-0,8%	-2,0%	2,0%	2,0%	15,0%	9,0%	1,9%	2,1%	2,3%	2,3%
6.3 TD	10,5%	10,5%	1,4%	1,7%	4,9%	4,9%	11,8%	5,3%	-2,1%	0,7%	-2,1%	-2,1%
6.4 TD	5,9%	3,9%	-6,5%	-3,9%	3,2%	3,2%	29,2%	20,1%	8,5%	14,4%	17,3%	17,3%

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 64. Impacto en la facturación de peajes de transporte y distribución de la actualización de las variables de facturación. Año 2022**

Asignación de la retribución 2022 con variables facturación 2022 (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	125.318	77.422	2.998.503	999.501	3.998.004	38,73	12,91	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	528.383	216.648	745.032	15,48	6,35	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	1.092.952	380.592	1.473.545	15,94	5,55	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	177.293	63.977	241.270	7,55	2,72	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	60.009	23.690	83.699	5,37	2,12	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	89.497	37.800	127.297	4,15	1,75	5,90
<b>Total</b>	<b>173.542</b>	<b>236.370</b>	<b>4.946.638</b>	<b>1.722.209</b>	<b>6.668.847</b>	<b>20,93</b>	<b>7,29</b>	<b>28,21</b>

Asignación de la retribución 2022 con variables facturación 2023 (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	124.632	72.625	2.966.935	988.978	3.955.914	40,85	13,62	54,47
3.0 TD	19.943	35.303	563.554	223.567	787.122	15,96	6,33	22,30
6.1 TD	17.143	70.206	1.092.952	380.592	1.473.545	15,57	5,42	20,99
6.2 TD	4.124	22.604	177.293	63.977	241.270	7,84	2,83	10,67
6.3 TD	1.852	11.195	60.009	23.690	83.699	5,36	2,12	7,48
6.4 TD	3.383	18.380	89.497	37.800	127.297	4,87	2,06	6,93
<b>Total</b>	<b>171.078</b>	<b>230.311</b>	<b>4.950.241</b>	<b>1.718.606</b>	<b>6.668.847</b>	<b>21,49</b>	<b>7,46</b>	<b>28,96</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	-0,5%	-6,2%	-1,1%	-1,1%	-1,1%	5,5%	5,5%	5,5%
3.0 TD	7,1%	3,4%	6,7%	3,2%	5,6%	3,1%	-0,2%	2,1%
6.1 TD	-13,4%	2,4%	0,0%	0,0%	0,0%	-2,3%	-2,3%	-2,3%
6.2 TD	-5,3%	-3,8%	0,0%	0,0%	0,0%	4,0%	4,0%	4,0%
6.3 TD	-7,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
6.4 TD	-2,3%	-14,8%	0,0%	0,0%	0,0%	17,4%	17,4%	17,4%
<b>Total</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-0,2%</b>	<b>0,0%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,4%</b>	<b>2,6%</b>

Fuente: CNMC y Memoria de la Resolución 16 de diciembre de 2021

### 6.6.5. Impacto conjunto

En el Cuadro 65 se muestran las variaciones que resultan de los peajes de transporte y distribución respecto de los publicados en la Resolución de peajes de 2022. Se observa que con carácter general se registran reducciones en los términos de potencia y de energía de todos los peajes, con la excepción de los

periodos 1 y 2 del término de energía. Dichas variaciones son consecuencia, como ya se ha señalado, de las modificaciones de los parámetros de asignación previstos para el año 2023 sobre las consideradas en las Resolución de peajes del año 2022.

Por otra parte, en el Cuadro 66 se compara la previsión de potencia facturada y consumo inicial para el ejercicio 2022, así como la facturación de peajes de transporte y distribución y la facturación media con la previsión de potencia, consumo, facturación y facturación media que resultan para el ejercicio 2023. Se observa que, en términos medios, la facturación media se reduce un 1,9%, motivado por la reducción de la retribución de transporte y la distribución que se asigna a los peajes del ejercicio 2023, parcialmente compensado por la menor potencia y consumo previstos para el ejercicio 2023.

Por grupo tarifario, se observa que la facturación de peajes de redes se reduce para todos los grupos tarifarios, con la excepción del peaje 3.0 TD, motivado por ser el único colectivo para el que se prevé un aumento de la potencia y el consumo respecto del implícito en la resolución de peajes de 2022.

En términos de facturación media, se observa un aumento de la facturación media de los consumidores conectados en baja tensión y una reducción de la facturación media de los consumidores conectados en alta tensión. Ello es debido a que el impacto de la reducción de la retribución asignada a los peajes se compensa para los consumidores conectados en baja tensión con el impacto de la actualización de los balances y la diferente estructura de la demanda respecto a la implícita en la resolución de peajes de 2022.

**Cuadro 65. Comparación de los peajes de transporte y distribución de los ejercicios 2022 y 2023**

**1. Peajes de transporte**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	3,5488	0,0707					0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	1,5015	1,5015	0,4621	0,3283	0,0771	0,0771	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	5,1428	4,8916	2,5512	1,7706	0,1242	0,1242	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	5,4153	5,3804	2,3461	1,6431	0,1565	0,1565	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	5,4051	5,2496	2,7400	1,8887	0,2176	0,2176	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Resolución de peajes 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 (A) sobre (B)												
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	-1,1%	-3,6%					6,7%	5,1%	-5,9%			
3.0 TD	-0,2%	18,1%	-18,0%	-26,1%	-2,4%	-2,4%	7,6%	5,9%	-13,5%	-19,3%	-10,6%	-10,6%
6.1 TD	3,1%	-1,9%	-4,6%	-14,1%	-27,3%	-27,3%	1,9%	-0,9%	-20,9%	-24,5%	-20,4%	-20,4%
6.2 TD	-2,6%	-3,3%	-17,4%	-26,6%	-22,0%	-22,0%	14,0%	10,9%	-16,8%	-7,2%	-14,5%	-14,5%
6.3 TD	-1,6%	-4,4%	-3,8%	-15,3%	-21,1%	-21,1%	12,7%	7,9%	-16,2%	-14,5%	-16,0%	-16,0%
6.4 TD	-18,1%	-7,8%	-5,4%	-1,6%	-33,8%	-33,8%	22,4%	17,3%	-2,4%	-19,9%	-1,9%	-1,9%

**2. Peajes de distribución**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	18,8443	1,0797					0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	8,7658	8,5383	2,1891	1,9749	1,3048	1,3048	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	13,9659	13,0196	6,3740	5,3877	0,3820	0,3820	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	8,1464	8,1464	3,0748	2,4518	0,2177	0,2177	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	4,4751	4,2216	2,0570	1,7033	0,2695	0,2695	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Resolución de peajes 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 (A) sobre (B)												
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	-2,9%	24,7%					4,4%	3,1%	50,3%			
3.0 TD	-2,5%	8,3%	-29,9%	-16,3%	25,0%	25,0%	10,4%	8,3%	-22,0%	-11,3%	47,0%	47,0%
6.1 TD	4,8%	-2,3%	-12,8%	-2,1%	15,2%	15,2%	4,6%	1,3%	-28,6%	-17,1%	31,5%	31,5%
6.2 TD	1,4%	1,4%	-19,3%	-35,6%	-0,1%	-0,1%	18,9%	18,8%	-20,6%	-27,6%	11,0%	11,0%
6.3 TD	-1,2%	-6,8%	-23,7%	68,4%	-25,6%	-25,6%	18,3%	8,7%	-31,5%	59,8%	-16,3%	-16,3%
6.4 TD												

3. Peajes de transporte y distribución

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	22,3931	1,1504					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,2673	10,0398	2,6513	2,3032	1,3819	1,3819	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,1087	17,9112	8,9252	7,1583	0,5062	0,5062	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,5617	13,5268	5,4208	4,0949	0,3742	0,3742	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,8802	9,4712	4,7969	3,5920	0,4871	0,4871	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,4431	7,2791	3,5907	2,7513	0,3497	0,3497	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Resolución de peajes 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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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 (A) sobre (B)												
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	-2,6%	22,5%					4,7%	3,4%	39,4%			
3.0 TD	-2,2%	9,7%	-28,1%	-17,8%	23,1%	23,1%	9,7%	7,7%	-19,8%	-13,4%	28,3%	28,3%
6.1 TD	4,3%	-2,2%	-10,6%	-5,4%	0,7%	0,7%	3,9%	0,8%	-26,6%	-19,1%	14,9%	14,9%
6.2 TD	-0,2%	-0,5%	-18,5%	-32,3%	-10,6%	-10,6%	16,9%	15,6%	-18,9%	-20,5%	-1,1%	-1,1%
6.3 TD	-1,4%	-5,5%	-13,5%	10,8%	-23,7%	-23,7%	15,2%	8,2%	-23,6%	9,3%	-16,2%	-16,2%
6.4 TD	-18,1%	-7,8%	-5,4%	-1,6%	-33,8%	-33,8%	22,4%	17,3%	-2,4%	-19,9%	-1,9%	-1,9%

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 66. Comparación de previsiones de potencia, consumo, facturación de peajes y precio medio implícitas en las resoluciones de peajes de los ejercicios 2022 y 2023**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (A)								
Grupo tarifario	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	124.633	72.625	601.480	3.310.910	3.912.390	8,28	45,59	53,87
3.0 TD	19.970	35.303	134.488	639.793	774.281	3,81	18,12	21,93
6.1 TD	17.132	70.206	342.983	940.169	1.283.152	4,89	13,39	18,28
6.2 TD	4.104	22.604	86.676	128.090	214.765	3,83	5,67	9,50
6.3 TD	1.852	11.195	41.460	34.900	76.361	3,70	3,12	6,82
6.4 TD	3.410	18.380	111.855	-	111.855	6,09	-	6,09
<b>Total</b>	<b>171.101</b>	<b>230.311</b>	<b>1.318.943</b>	<b>5.053.862</b>	<b>6.372.804</b>	<b>5,73</b>	<b>21,94</b>	<b>27,67</b>

Resolución de peajes 2022 (B)								
Grupo tarifario	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)			Facturación peaje de T&D (€/MWh)		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	125.318	77.422	611.193	3.386.811	3.998.004	7,89	43,74	51,64
3.0 TD	18.616	34.127	130.838	614.194	745.032	3,83	18,00	21,83
6.1 TD	19.799	68.569	399.737	1.073.808	1.473.545	5,83	15,66	21,49
6.2 TD	4.354	23.498	98.193	143.078	241.270	4,18	6,09	10,27
6.3 TD	1.993	11.185	46.002	37.697	83.699	4,11	3,37	7,48
6.4 TD	3.461	21.570	127.297	-	127.297	5,90	-	5,90
<b>Total</b>	<b>173.542</b>	<b>236.370</b>	<b>1.413.260</b>	<b>5.255.587</b>	<b>6.668.847</b>	<b>5,98</b>	<b>22,23</b>	<b>28,21</b>

% Variación (A) sobre (B)								
Grupo tarifario	Potencia facturada	Consumo	Facturación peaje de T&D			Facturación media peaje de T&D		
			Transporte	Distribución	Total	Transporte	Distribución	Total
2.0 TD	-0,5%	-6,2%	-1,6%	-2,2%	-2,1%	4,9%	4,2%	4,3%
3.0 TD	7,3%	3,4%	2,8%	4,2%	3,9%	-0,6%	0,7%	0,5%
6.1 TD	-13,5%	2,4%	-14,2%	-12,4%	-12,9%	-16,2%	-14,5%	-15,0%
6.2 TD	-5,7%	-3,8%	-11,7%	-10,5%	-11,0%	-8,2%	-6,9%	-7,5%
6.3 TD	-7,1%	0,1%	-9,9%	-7,4%	-8,8%	-10,0%	-7,5%	-8,8%
6.4 TD	-1,5%	-14,8%	-12,1%		-12,1%	3,1%		3,1%
<b>Total</b>	<b>-1,4%</b>	<b>-2,6%</b>	<b>-6,7%</b>	<b>-3,8%</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-4,2%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-1,9%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

A efectos de comprender mejor las variaciones de los peajes respecto del ejercicio 2022, en el Cuadro 67 se presentan las variaciones de peajes de

transporte y distribución, respectivamente, que hubieran resultado dada la previsión de cierre del ejercicio 2022 respecto de la previsión inicial de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y en el Cuadro 68 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 2022 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 2022, se produce un incremento generalizado de los términos de potencia y energía de los peajes de transporte y distribución del ejercicio 2022 respecto de los de la resolución de peajes.

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 ven incrementados, con la excepción de los precios medios del peaje 6.1 TD.

## Cuadro 67. Peajes de transporte y distribución de la Resolución de 16 de diciembre 2021 y resultado de la asignación supuesto el escenario previsto para el cierre de 2022

### 1. Peajes de transporte

Resolución de peajes 2022 (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	3,5871	0,0734					0,004222	0,002903	0,001136			
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

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	3,5686	0,0739					0,004507	0,003113	0,000139			
3.0 TD	1,4990	1,2659	0,5608	0,4418	0,0797	0,0797	0,005123	0,004109	0,002172	0,001459	0,000106	0,000106
6.1 TD	5,9367	5,9367	3,0467	2,3363	0,1810	0,1810	0,005025	0,003887	0,002020	0,001387	0,000100	0,000100
6.2 TD	6,0867	6,0867	2,8516	2,1833	0,2055	0,2055	0,004357	0,003360	0,001862	0,001072	0,000086	0,000086
6.3 TD	6,1671	6,1671	2,9311	2,3012	0,2933	0,2933	0,004848	0,003762	0,002032	0,001310	0,000099	0,000099
6.4 TD	11,0157	8,2749	3,5832	2,7107	0,5502	0,5502	0,009165	0,006945	0,003344	0,002802	0,000184	0,000184

% 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	-0,5%	0,7%					6,8%	7,2%	2,2%			
3.0 TD	-0,3%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	0,8%	0,8%	7,9%	6,1%	4,9%	4,4%	1,9%	1,9%
6.1 TD	19,0%	19,0%	13,9%	13,3%	5,9%	5,9%	8,3%	2,6%	-4,5%	-1,9%	-2,9%	-2,9%
6.2 TD	9,4%	9,4%	0,4%	-2,5%	2,5%	2,5%	16,8%	10,6%	3,4%	3,6%	3,6%	3,6%
6.3 TD	12,3%	12,3%	2,9%	3,2%	6,3%	6,3%	13,8%	7,2%	-0,4%	2,5%	-1,0%	-1,0%
6.4 TD	6,8%	4,8%	-5,6%	-3,0%	4,2%	4,2%	30,1%	20,9%	9,2%	15,2%	17,9%	17,9%

### 2. Peajes de distribución

Resolución de peajes 2022 (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	19,4012	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	19,3205	0,8723					0,025158	0,017423	0,000581			
3.0 TD	8,9594	7,8475	3,1092	2,3464	1,0526	1,0526	0,014037	0,011340	0,006170	0,004139	0,000221	0,000221
6.1 TD	15,8663	15,8663	8,3278	6,2382	0,3511	0,3511	0,013771	0,010729	0,005740	0,003937	0,000207	0,000207
6.2 TD	8,7896	8,7896	3,7707	3,7707	0,2232	0,2232	0,006349	0,004967	0,002511	0,001988	0,000094	0,000094
6.3 TD	5,0860	5,0860	2,7729	1,0441	0,3851	0,3851	0,004000	0,003220	0,001869	0,000617	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	-0,4%	0,8%					6,8%	7,3%	2,5%			
3.0 TD	-0,3%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	0,8%	0,8%	7,9%	6,1%	4,9%	4,4%	1,8%	1,8%
6.1 TD	19,0%	19,0%	13,9%	13,3%	5,9%	5,9%	8,2%	2,6%	-4,5%	-1,9%	-2,8%	-2,8%
6.2 TD	9,4%	9,4%	-1,0%	-1,0%	2,5%	2,5%	16,8%	10,6%	3,4%	3,6%	3,3%	3,3%
6.3 TD	12,3%	12,3%	2,9%	3,2%	6,3%	6,3%	13,8%	7,2%	-0,4%	2,5%	0,0%	0,0%
6.4 TD												

3. Peajes de transporte y distribución

Resolución de peajes 2022 (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	22,9883	0,9389					0,027787	0,019146	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

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	22,8891	0,9462					0,029665	0,020536	0,000720			
3.0 TD	10,4584	9,1134	3,6700	2,7882	1,1323	1,1323	0,019160	0,015449	0,008342	0,005598	0,000327	0,000327
6.1 TD	21,8029	21,8029	11,3745	8,5745	0,5321	0,5321	0,018796	0,014616	0,007760	0,005324	0,000307	0,000307
6.2 TD	14,8763	14,8763	6,6224	5,9540	0,4288	0,4288	0,010706	0,008327	0,004373	0,003061	0,000180	0,000180
6.3 TD	11,2531	11,2531	5,7040	3,3453	0,6784	0,6784	0,008848	0,006981	0,003901	0,001927	0,000234	0,000234
6.4 TD	11,0157	8,2749	3,5832	2,7107	0,5502	0,5502	0,009165	0,006945	0,003344	0,002802	0,000184	0,000184

% 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	-0,4%	0,8%					6,8%	7,3%	2,4%			
3.0 TD	-0,3%	-0,4%	-0,5%	-0,5%	0,8%	0,8%	7,9%	6,1%	4,9%	4,4%	1,9%	1,9%
6.1 TD	19,0%	19,0%	13,9%	13,3%	5,9%	5,9%	8,2%	2,6%	-4,5%	-1,9%	-2,5%	-2,5%
6.2 TD	9,4%	9,4%	-0,4%	-1,6%	2,5%	2,5%	16,8%	10,6%	3,4%	3,6%	3,4%	3,4%
6.3 TD	12,3%	12,3%	2,9%	3,2%	6,3%	6,3%	13,8%	7,2%	-0,4%	2,5%	-0,4%	-0,4%
6.4 TD	6,8%	4,8%	-5,6%	-3,0%	4,2%	4,2%	30,1%	20,9%	9,2%	15,2%	17,9%	17,9%

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 68. Comparación de previsiones de potencia facturada, consumo, facturación de peajes y precio medio del ejercicio 2022 de la Resolución de 16 de diciembre de 2021 y la asignación que resulta para la previsión de cierre de 2022**

<b>Resolución de peajes 2022 (A)</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>

<b>Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 2022 (B)</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	124.698	72.370	3.962.959	54,76
3.0 TD	19.689	35.089	780.077	22,23
6.1 TD	16.914	69.249	1.473.545	21,28
6.2 TD	4.105	22.268	241.270	10,83
6.3 TD	1.823	10.998	83.699	7,61
6.4 TD	3.354	18.258	127.297	6,97
<b>Total</b>	<b>170.584</b>	<b>228.233</b>	<b>6.668.847</b>	<b>29,22</b>

<b>% variación (B) sobre (A)</b>				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	-0,5%	-6,5%	-0,9%	6,0%
3.0 TD	5,8%	2,8%	4,7%	1,8%
6.1 TD	-14,6%	1,0%	0,0%	-1,0%
6.2 TD	-5,7%	-5,2%	0,0%	5,5%
6.3 TD	-8,5%	-1,7%	0,0%	1,7%
6.4 TD	-3,1%	-15,4%	0,0%	18,1%
<b>Total</b>	<b>-1,7%</b>	<b>-3,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>3,6%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

Por último, en el Cuadro 69 se comparan los peajes de transporte y distribución que resultan de asignar la retribución del ejercicio 2022 con el escenario previsto de cierre del ejercicio 2022, manteniendo el resto de los parámetros, con los peajes que resultan para 2023. Se observa que los peajes de transporte y distribución resultantes para el año 2023 son, con carácter general, inferiores a los que resultan de considerar el escenario de cierre de 2022.

En el Cuadro 70 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 2022 y para 2023. Cabe señalar que, como consecuencia de la reducción de la retribución y el aumento de tanto la potencia como del consumo respecto del cierre previsto para el ejercicio 2022, se registran reducciones de facturación y facturación media para todos los grupos tarifarios.

**Cuadro 69. Peajes de transporte y distribución resultantes para 2022 con la previsión de cierre de 2022 y para 2023**

**1. Peajes de transporte**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	3,548842	0,070734					0,004506	0,003050	0,000128			
3.0 TD	1,501499	1,501499	0,462133	0,328261	0,077146	0,077146	0,005105	0,004103	0,001791	0,001128	0,000093	0,000093
6.1 TD	5,142765	4,891583	2,551186	1,770623	0,124242	0,124242	0,004730	0,003755	0,001674	0,001067	0,000082	0,000082
6.2 TD	5,415318	5,380421	2,346052	1,643069	0,156464	0,156464	0,004252	0,003370	0,001498	0,000960	0,000071	0,000071
6.3 TD	5,405124	5,249581	2,739951	1,888749	0,217591	0,217591	0,004799	0,003786	0,001709	0,001093	0,000084	0,000084
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	3,568615	0,073923					0,004507	0,003113	0,000139			
3.0 TD	1,499047	1,265886	0,560751	0,441780	0,079693	0,079693	0,005123	0,004109	0,002172	0,001459	0,000106	0,000106
6.1 TD	5,936658	5,936658	3,046714	2,336286	0,180993	0,180993	0,005025	0,003887	0,002020	0,001387	0,000100	0,000100
6.2 TD	6,086740	6,086740	2,851642	2,183275	0,205546	0,205546	0,004357	0,003360	0,001862	0,001072	0,000086	0,000086
6.3 TD	6,167100	6,167100	2,931135	2,301198	0,293298	0,293298	0,004848	0,003762	0,002032	0,001310	0,000099	0,000099
6.4 TD	11,015685	8,274883	3,583226	2,710722	0,550171	0,550171	0,009165	0,006945	0,003344	0,002802	0,000184	0,000184

% variación (A) sobre (B)												
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%	-4,3%					0,0%	-2,0%	-7,9%			
3.0 TD	0,2%	18,6%	-17,6%	-25,7%	-3,2%	-3,2%	-0,4%	-0,1%	-17,5%	-22,7%	-12,3%	-12,3%
6.1 TD	-13,4%	-17,6%	-16,3%	-24,2%	-31,4%	-31,4%	-5,9%	-3,4%	-17,1%	-23,1%	-18,0%	-18,0%
6.2 TD	-11,0%	-11,6%	-17,7%	-24,7%	-23,9%	-23,9%	-2,4%	0,3%	-19,5%	-10,4%	-17,4%	-17,4%
6.3 TD	-12,4%	-14,9%	-6,5%	-17,9%	-25,8%	-25,8%	-1,0%	0,6%	-15,9%	-16,6%	-15,2%	-15,2%
6.4 TD	-23,4%	-12,0%	0,2%	1,5%	-36,4%	-36,4%	-5,9%	-3,0%	-10,6%	-30,5%	-16,8%	-16,8%

**2. Peajes de distribución**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	18,844298	1,079691					0,024592	0,016744	0,000852			
3.0 TD	8,765793	8,538344	2,189138	1,974938	1,304787	1,304787	0,014361	0,011582	0,004591	0,003517	0,000319	0,000319
6.1 TD	13,965893	13,019568	6,374012	5,387655	0,381957	0,381957	0,013306	0,010599	0,004291	0,003326	0,000280	0,000280
6.2 TD	8,146367	8,146367	3,074770	2,451812	0,217739	0,217739	0,006467	0,005337	0,001929	0,001389	0,000101	0,000101
6.3 TD	4,475079	4,221647	2,056969	1,703259	0,269464	0,269464	0,004158	0,003266	0,001285	0,000962	0,000113	0,000113
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	19,320515	0,872265					0,025158	0,017423	0,000581			
3.0 TD	8,959353	7,847509	3,109205	2,346373	1,052607	1,052607	0,014037	0,011340	0,006170	0,004139	0,000221	0,000221
6.1 TD	15,866274	15,866274	8,327765	6,238179	0,351125	0,351125	0,013771	0,010729	0,005740	0,003937	0,000207	0,000207
6.2 TD	8,789609	8,789609	3,770743	3,770743	0,223222	0,223222	0,006349	0,004967	0,002511	0,001988	0,000094	0,000094
6.3 TD	5,086029	5,086029	2,772866	1,044082	0,385084	0,385084	0,004000	0,003220	0,001869	0,000617	0,000135	0,000135
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

% variación (A) sobre (B)												
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	-2,5%	23,8%					-2,2%	-3,9%	46,6%			
3.0 TD	-2,2%	8,8%	-29,6%	-15,8%	24,0%	24,0%	2,3%	2,1%	-25,6%	-15,0%	44,3%	44,3%
6.1 TD	-12,0%	-17,9%	-23,5%	-13,6%	8,8%	8,8%	-3,4%	-1,2%	-25,2%	-15,5%	35,3%	35,3%
6.2 TD	-7,3%	-7,3%	-18,5%	-35,0%	-2,5%	-2,5%	1,9%	7,4%	-23,2%	-30,1%	7,4%	7,4%
6.3 TD	-12,0%	-17,0%	-25,8%	63,1%	-30,0%	-30,0%	4,0%	1,4%	-31,2%	55,9%	-16,3%	-16,3%
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**3. Peajes de transporte y distribución**

Propuesta de resolución de peajes 2023 (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	22,393140	1,150425					0,029098	0,019794	0,000980			
3.0 TD	10,267292	10,039843	2,651271	2,303199	1,381933	1,381933	0,019466	0,015685	0,006382	0,004645	0,000412	0,000412
6.1 TD	19,108658	17,911151	8,925198	7,158278	0,506199	0,506199	0,018036	0,014354	0,005965	0,004393	0,000362	0,000362
6.2 TD	13,561685	13,526788	5,420822	4,094881	0,374203	0,374203	0,010719	0,008707	0,003427	0,002349	0,000172	0,000172
6.3 TD	9,880203	9,471228	4,796920	3,592008	0,487055	0,487055	0,008957	0,007052	0,002994	0,002055	0,000197	0,000197
6.4 TD	8,443077	7,279110	3,590719	2,751326	0,349732	0,349732	0,008625	0,006738	0,002988	0,001948	0,000153	0,000153

Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 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	22,889130	0,946188					0,029665	0,020536	0,000720			
3.0 TD	10,458401	9,113395	3,669955	2,788153	1,132301	1,132301	0,019160	0,015449	0,008342	0,005598	0,000327	0,000327
6.1 TD	21,802932	21,802932	11,374479	8,574466	0,532118	0,532118	0,018796	0,014616	0,007760	0,005324	0,000307	0,000307
6.2 TD	14,876349	14,876349	6,622384	5,954018	0,428768	0,428768	0,010706	0,008327	0,004373	0,003061	0,000180	0,000180
6.3 TD	11,253129	11,253129	5,704001	3,345280	0,678382	0,678382	0,008848	0,006981	0,003901	0,001927	0,000234	0,000234
6.4 TD	11,015685	8,274883	3,583226	2,710722	0,550171	0,550171	0,009165	0,006945	0,003344	0,002802	0,000184	0,000184

% variación (A) sobre (B)												
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	-2,2%	21,6%					-1,9%	-3,6%	36,1%			
3.0 TD	-1,8%	10,2%	-27,8%	-17,4%	22,0%	22,0%	1,6%	1,5%	-23,5%	-17,0%	26,0%	26,0%
6.1 TD	-12,4%	-17,8%	-21,5%	-16,5%	-4,9%	-4,9%	-4,0%	-1,8%	-23,1%	-17,5%	17,9%	17,9%
6.2 TD	-8,8%	-9,1%	-18,1%	-31,2%	-12,7%	-12,7%	0,1%	4,6%	-21,6%	-23,3%	-4,4%	-4,4%
6.3 TD	-12,2%	-15,8%	-15,9%	7,4%	-28,2%	-28,2%	1,2%	1,0%	-23,3%	6,6%	-15,8%	-15,8%
6.4 TD	-23,4%	-12,0%	0,2%	1,5%	-36,4%	-36,4%	-5,9%	-3,0%	-10,6%	-30,5%	-16,8%	-16,8%

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

**Cuadro 70. Comparación de previsiones de consumo, facturación de peajes y precio medio de para el cierre del ejercicio 2022 y 2023**

<b>Propuesta peajes 2023 (A)</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	124.633	72.625	3.912.390	53,87
3.0 TD	19.970	35.303	774.281	21,93
6.1 TD	17.132	70.206	1.283.152	18,28
6.2 TD	4.104	22.604	214.765	9,50
6.3 TD	1.852	11.195	76.361	6,82
6.4 TD	3.410	18.380	111.855	6,09
<b>Total</b>	<b>171.101</b>	<b>230.311</b>	<b>6.372.804</b>	<b>27,67</b>

<b>Asignación retribución 2022 con previsión de cierre 2022 (B)</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	124.698	72.370	3.962.959	54,76
3.0 TD	19.689	35.089	780.077	22,23
6.1 TD	16.914	69.249	1.473.545	21,28
6.2 TD	4.105	22.268	241.270	10,83
6.3 TD	1.823	10.998	83.699	7,61
6.4 TD	3.354	18.258	127.297	6,97
<b>Total</b>	<b>170.584</b>	<b>228.233</b>	<b>6.668.847</b>	<b>29,22</b>

<b>% variación (B) sobre (A)</b>				
Peaje T&D	Potencia	Consumo	Facturación peaje de T&D	Facturación media peaje de T&D
2.0 TD	-0,1%	0,4%	-1,3%	-1,6%
3.0 TD	1,4%	0,6%	-0,7%	-1,3%
6.1 TD	1,3%	1,4%	-12,9%	-14,1%
6.2 TD	0,0%	1,5%	-11,0%	-12,3%
6.3 TD	1,6%	1,8%	-8,8%	-10,4%
6.4 TD	1,7%	0,7%	-12,1%	-12,7%
<b>Total</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,9%</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-5,3%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

De los análisis anteriores cabe concluir que la variación de los peajes del ejercicio 2023 está determinada por la evolución los parámetros implicados en la asignación, esto es, retribución, curvas de carga, balances de potencia y energía y variables de facturación. En el cuadro inferior se resume, en términos de facturación media, el impacto sobre los peajes de cada uno de los parámetros analizados. Cabe señalar que el impacto conjunto sobre cada grupo tarifario no resulta de la agregación de impactos, sino de la combinación de los mismos.

**Cuadro 71. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios de 2023**

Grupo tarifario	Efecto retribución	Efecto perfil	Efecto balances	Efecto demanda	Impacto conjunto
2.0 TD	-4,3%	0,3%	2,8%	5,5%	4,3%
3.0 TD	-4,3%	0,2%	2,4%	2,1%	0,5%
6.1 TD	-4,6%	-0,7%	-7,4%	-2,3%	-15,0%
6.2 TD	-5,0%	-0,6%	-5,0%	4,0%	-7,5%
6.3 TD	-5,4%	-0,5%	-2,6%	-0,1%	-8,8%
6.4 TD	-6,7%	-0,4%	-4,5%	17,4%	3,1%
<b>Total</b>	<b>-4,4%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>-1,9%</b>

Fuente: CNMC

No obstante, teniendo en cuenta que el impacto real sobre los consumidores en caso de no modificar sus pautas de consumo dependerá únicamente de la variación de los precios, en el Cuadro 72 se muestra el resultado de facturar el escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la resolución de peajes de 2022 y a los precios que resultan para el ejercicio 2023, con objeto de aislar el impacto de la variación de precios del resto de los impactos analizados. Se observa que, como resultado de la actualización de los peajes, se registran reducciones en la facturación de todos los grupos tarifarios, con la excepción de los consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada inferior a 15 kW, para los que se mantiene la facturación.

**Cuadro 72. Comparación de la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios de 2023**

Grupo tarifario	Consumo (GWh)	Facturación peaje de T&D (miles €)		% variación (B) sobre (A)
		Peajes 2022 (A)	Peajes 2023 (B)	
2.0 TD	72.625	3.912.655	3.912.390	0,0%
3.0 TD	35.267	770.198	767.276	-0,4%
3.0 TDVE	35	2.589	2.562	-1,0%
6.1 TD	70.180	1.324.131	1.282.685	-3,1%
6.1 TDVE	26	1.112	1.043	-6,3%
6.2 TD	22.604	227.499	214.769	-5,6%
6.3 TD	11.195	78.527	76.359	-2,8%
6.4 TD	18.380	119.505	111.850	-6,4%
<b>Total</b>	<b>230.311</b>	<b>6.436.217</b>	<b>6.368.933</b>	<b>-1,0%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 16 de diciembre de 2021

## 6.7. 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 2022-2025.

En el Cuadro 73 se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar desvíos en la retribución de ejercicios anteriores de la actividad del transporte, con objeto de ilustrar el impacto de las Circulares 5/2019, 6/2019 y 3/2020 sobre la evolución de los peajes. No se incluye el desvío de la actividad de transporte porque dada su magnitud distorsiona la comparación. Por el contrario, si se incluye los desvíos de la retribución de distribución debido a que su impacto sobre la evolución es irrelevante.

Al respecto se indica que los desvíos incluidos en el ejercicio 2024 se corresponden con los desvíos del ejercicio 2022 (véase epígrafe 5.3). Respecto de los desvíos del ejercicio 2025 se indica que incorporan la anualidad de los desvíos de la retribución de distribución de los ejercicios 2017-2019, la facturación por energía reactiva y la facturación por excesos de potencia. 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 13,6% respecto del ejercicio 2023.

**Cuadro 73. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio sin considerar los desvíos en la actividad de transporte**

	2022 (1)	2023	2024	2025
<b>Retribución asignada a peajes (miles €)</b>	<b>6.668.847</b>	<b>6.372.810</b>	<b>6.388.067</b>	<b>6.548.057</b>
<b>Transporte</b>	<b>1.413.260</b>	<b>1.318.945</b>	<b>1.141.753</b>	<b>1.160.464</b>
Retribución del ejercicio		1.492.937	1.253.551	1.298.894
Ingreso TSO		- 130.040	- 130.040	- 130.040
Desvíos retribución			-	
Desvíos ingresos peajes (2)		- 43.952	18.241	- 8.391
<b>Distribución</b>	<b>5.255.587</b>	<b>5.053.865</b>	<b>5.246.314</b>	<b>5.387.593</b>
Retribución del ejercicio		5.388.663	5.557.441	5.736.873
Desvíos retribución (3)		- 92.562	2.667	- 53.474
Desvíos ingresos peajes (2)		- 242.237	- 313.794	- 295.805
<b>% variación retribución asignada</b>		<b>-4,4%</b>	<b>0,2%</b>	<b>2,5%</b>
Transporte		-6,7%	-13,4%	1,6%
Distribución		-3,8%	3,8%	2,7%
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>228.233</b>	<b>230.311</b>	<b>231.022</b>	<b>232.309</b>
2.0 TD	72.370	72.625	72.445	72.280
3.0 TD	35.089	35.303	35.494	35.680
6.1 TD	69.249	70.206	70.615	71.433
6.2 TD	22.268	22.604	22.803	23.106
6.3 TD	10.998	11.195	11.252	11.342
6.4 TD	18.258	18.380	18.414	18.469
<b>Peajes T&amp;D (miles €)</b>	<b>6.408.361</b>	<b>6.372.804</b>	<b>6.388.054</b>	<b>6.548.047</b>
2.0 TD	3.910.971	3.912.390	3.954.805	4.053.329
3.0 TD	768.581	774.281	783.427	805.787
6.1 TD	1.307.160	1.283.152	1.272.875	1.304.023
6.2 TD	225.857	214.765	207.999	212.809
6.3 TD	77.256	76.361	72.120	73.684
6.4 TD	118.536	111.855	96.828	98.415
<b>Peajes T&amp;D (€/MWh)</b>	<b>28,08</b>	<b>27,67</b>	<b>27,65</b>	<b>28,19</b>
2.0 TD	54,04	53,87	54,59	56,08
3.0 TD	21,90	21,93	22,07	22,58
6.1 TD	18,88	18,28	18,03	18,26
6.2 TD	10,14	9,50	9,12	9,21
6.3 TD	7,02	6,82	6,41	6,50
6.4 TD	6,49	6,09	5,26	5,33
<b>% variación Peajes T&amp;D</b>		<b>-1,5%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>1,9%</b>
2.0 TD		-0,3%	1,3%	2,7%
3.0 TD		0,1%	0,6%	2,3%
6.1 TD		-3,2%	-1,4%	1,3%
6.2 TD		-6,3%	-4,0%	1,0%
6.3 TD		-2,9%	-6,0%	1,4%
6.4 TD		-6,3%	-13,6%	1,3%

- (1) Facturación de las variables previstas para el cierre de 2022 a los precios de la Resolución de 16 de diciembre de 2021
- (2) Incluye desvíos de ingresos por peajes, facturación por energía reactiva y excesos de potencia
- (3) Los desvíos de retribución de la distribución de los ejercicios 2017-2019 se imputan en cuatro ejercicios.

Fuente: CNMC

En el Cuadro 74 se muestra la evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio incluyendo también los desvíos de la retribución de la actividad del transporte de ejercicios anteriores. Nótese que la incorporación de los desvíos de la actividad de transporte de los ejercicios 2016-2022 tiene un impacto relevante sobre la retribución del transporte que se debe recuperar con cargo a los peajes de transporte del ejercicio 2024, dando lugar a una reducción de la facturación media en todos los grupos tarifarios en el ejercicio 2024 y un incremento en el ejercicio 2025.

**Cuadro 74. Evolución de los peajes de transporte y distribución hasta el final del periodo regulatorio incluyendo los desvíos en la actividad de transporte**

	2022 (1)	2023	2024	2025
<b>Retribución asignada a peajes (miles €)</b>	<b>6.668.847</b>	<b>6.372.810</b>	<b>6.001.759</b>	<b>6.548.057</b>
<b>Transporte</b>	<b>1.413.260</b>	<b>1.318.945</b>	<b>755.445</b>	<b>1.160.464</b>
Retribución del ejercicio		1.492.937	1.253.551	1.298.894
Ingreso TSO		- 130.040	- 130.040	
Desvíos retribución			- 386.307	
Desvíos ingresos peajes (2)		- 43.952	18.241	- 8.391
<b>Distribución</b>	<b>5.255.587</b>	<b>5.053.865</b>	<b>5.246.314</b>	<b>5.387.593</b>
Retribución del ejercicio		5.388.663	5.557.441	5.736.873
Desvíos retribución		- 92.562	2.667	- 53.474
Desvíos ingresos peajes (2)		- 242.237	- 313.794	- 295.805
<b>% variación retribución</b>		<b>-4,4%</b>	<b>-5,8%</b>	<b>9,1%</b>
Transporte		-6,7%	-42,7%	53,6%
Distribución		-3,8%	3,8%	2,7%
<b>Consumo (GWh)</b>	<b>228.233</b>	<b>230.311</b>	<b>231.022</b>	<b>232.309</b>
2.0 TD	72.370	72.625	72.445	72.280
3.0 TD	35.089	35.303	35.494	35.680
6.1 TD	69.249	70.206	70.615	71.433
6.2 TD	22.268	22.604	22.803	23.106
6.3 TD	10.998	11.195	11.252	11.342
6.4 TD	18.258	18.380	18.414	18.469
<b>Peajes T&amp;D (miles €)</b>	<b>6.408.361</b>	<b>6.372.804</b>	<b>6.001.760</b>	<b>6.548.047</b>
2.0 TD	3.910.971	3.912.390	3.778.805	4.053.329
3.0 TD	768.581	774.281	743.881	805.787
6.1 TD	1.307.160	1.283.152	1.172.419	1.304.023
6.2 TD	225.857	214.765	182.612	212.809
6.3 TD	77.256	76.361	59.976	73.684
6.4 TD	118.536	111.855	64.067	98.415
<b>Peajes T&amp;D (€/MWh)</b>	<b>28,08</b>	<b>27,67</b>	<b>25,98</b>	<b>28,19</b>
2.0 TD	54,04	53,87	52,16	56,08
3.0 TD	21,90	21,93	20,96	22,58
6.1 TD	18,88	18,28	16,60	18,26
6.2 TD	10,14	9,50	8,01	9,21
6.3 TD	7,02	6,82	5,33	6,50
6.4 TD	6,49	6,09	3,48	5,33
<b>% variación Peajes T&amp;D</b>		<b>-1,5%</b>	<b>-6,1%</b>	<b>8,5%</b>
2.0 TD		-0,3%	-3,2%	7,5%
3.0 TD		0,1%	-4,4%	7,8%
6.1 TD		-3,2%	-9,2%	10,0%
6.2 TD		-6,3%	-15,7%	15,0%
6.3 TD		-2,9%	-21,9%	21,9%
6.4 TD		-6,3%	-42,8%	53,2%

- (1) Facturación de las variables previstas para el cierre de 2022 a los precios de la Resolución de 16 de diciembre de 2021
- (2) Incluye desvíos de ingresos por peajes, facturación por energía reactiva y excesos de potencia

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.

## **ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2022-2025**

## **ANEXO I. PREVISIONES DE DEMANDA 2022-2025**

En el presente Anexo se detallan las hipótesis consideradas en la elaboración de las previsiones de demanda en b.c. y en consumo hasta el final del periodo regulatorio.

### **I. CONSIDERACIONES PREVIAS**

#### **1. Información utilizada para confeccionar el ejercicio de previsión**

Como en ejercicios anteriores, la CNMC solicitó el pasado mes de mayo al Operador de Sistema (OS) y a las empresas eléctricas información para la elaboración de los escenarios de demanda para el cierre del ejercicio 2022 y 2023, así como su proyección hasta el final del periodo regulatorio.

En particular, solicitó al Operador de Sistema (OS) previsiones de la demanda eléctrica peninsular, extrapeninsular e insular en barras de central (b.c.) para el periodo 2022-2030, junto con las hipótesis de actividad económica, laboralidad y temperatura implícitas en dichas previsiones.

Asimismo, 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 2022 a 2030, junto con las hipótesis implícitas en sus previsiones.

La información proporcionada por las empresas ha sido contrastada con otra información disponible en la Comisión y, particularmente, con la información que regularmente remiten los agentes del sector eléctrico para la realización de las liquidaciones de actividades reguladas.

Cabe señalar que las previsiones remitidas por los agentes han sido anteriores a la adopción de las últimas medidas sobre seguridad de suministro y ahorro energético.

#### **2. Incertidumbre sobre el ejercicio de previsión**

Todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes se basan en determinadas previsiones

sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

No obstante, la previsión de las variables de facturación para el cierre de 2022 y 2023 está condicionada por diversos aspectos que dificultan la previsión, entre los que cabe destacar los siguientes:

### Nueva estructura de peajes

La nueva estructura de peajes es de aplicación desde el 1 de junio de 2021, lo que determina, por una parte, la necesidad de convertir la información histórica a la nueva estructura y, por otra parte, que no se disponga de un periodo de tiempo lo suficientemente extenso para analizar los cambios en el comportamiento de los consumidores en respuesta a la señal de precios introducidos por la Circular 3/2020.

### Contexto Internacional

La recuperación económica tras la pandemia por COVID-19, en un primer momento, y las tensiones derivadas por la guerra de Ucrania, a continuación, han tenido un impacto en los mercados internacionales que han dado lugar a una escalada de precios del gas natural, con el consecuente impacto en los precios de la electricidad.

Desde el inicio de la escalada de precios en el segundo semestre de 2021 se han publicado diversas normativas introduciendo medidas encaminadas bien a reducir el precio en el mercado eléctrico y su impacto en la factura de los consumidores, o bien encaminadas a medidas de ahorro, eficiencia energética y reducción de la dependencia energética del gas natural tanto a nivel nacional como a nivel comunitarios<sup>34</sup>, introduciendo elementos adicionales de incertidumbre de difícil cuantificación en el momento de elaboración de la presente resolución.

---

<sup>34</sup> Véase entre otros:

- Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-10584&tn=1&p=20211222>).

## Evolución del autoconsumo

---

- Real Decreto-ley 19/2021, de 5 de octubre, de medidas urgentes para impulsar la actividad de rehabilitación edificatoria en el contexto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-16230&p=20220615&tn=6>).
- Real Decreto-ley 23/2021, de 26 de octubre, de medidas urgentes en materia de energía para la protección de los consumidores y la introducción de transparencia en los mercados mayorista y minorista de electricidad y gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-17458>).
- Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096>).
- Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>).
- Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-7843>).
- Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925>).
- Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354>).
- Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del "Plan + seguridad para tu energía (+SE)", así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía ([https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-17040)).
- REPowerEU Plan ([https://ec.europa.eu/info/publications/key-documents-repowerEU\\_en](https://ec.europa.eu/info/publications/key-documents-repowerEU_en)).

En relación con la evolución del autoconsumo, cabe señalar, por una parte, que se han contrastado diversas fuentes de información: la información del registro RADNE, la información disponible por el operador del sistema, la información disponible por las empresas y la información disponible por empresas dedicadas a la instalación y se ha observado ciertas discrepancias entre las mismas. Y, por otra parte, que en el contexto de precios de la energía elevados parece producirse una aceleración en la penetración del autoconsumo, sobre todo, en el sector doméstico. Cabe señalar que varias asociaciones apuntan a que en 2030 podría duplicarse la potencia instalada prevista en la Hoja de ruta del Autoconsumo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, y la falta de información a la fecha de elaboración de la resolución para valorar el impacto de todas estas medidas sobre las variables de facturación, se ha optado por un escenario conservador, atendiendo al principio de prudencia, sin que se haya considerado individualmente el impacto que pudieran tener cada una de las medidas.

## **II. PREVISIÓN DE CIERRE 2022**

### **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 2021, la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (octubre 2021-septiembre 2022) y el escenario de demanda previsto por el OS para el cierre de 2022. De acuerdo con la información aportada en septiembre de 2022, el OS estima que la demanda en b.c. nacional alcanzará 259.899 GWh, un 1,5% superior a la demanda en b.c. registrada en 2021 (255.989 GWh) y un 1,9% superior a la demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses (254.958 GWh).

La variación de la demanda en b.c. prevista para el cierre de 2022 se explica por el incremento de la demanda en b.c. en península, Baleares, Canarias y Ceuta compensado parcialmente por el descenso de la demanda en Melilla. En particular, el OS prevé un incremento de la demanda del 10,2% en el subsistema balear, de un 7,4% en el subsistema canario, de un 2,1% en el subsistema ceutí y de un 1,1% en el subsistema peninsular. Por el contrario, estima que un descenso de la demanda del 1,7% en el subsistema melillense con respecto a la demanda del año 2021. REE señala que en el momento de realizar estas previsiones aún no se dispone de un periodo de análisis suficiente para estimar el efecto final sobre la demanda de las medidas de ahorro energético establecidas en el Real Decreto-ley 14/2022. Como estimación inicial prevé para

el escenario inferior del sistema peninsular un descenso de la demanda del -0,6% para el año 2022. Sin embargo, los valores que se muestran en el Cuadro I.1 pertenecen al escenario central de las previsiones enviadas por el OS.

Se observa que las tasas de variación previstas por el OS para el cierre de 2022 son superiores a las medias móviles registradas los últimos doce meses (entre octubre de 2021 y septiembre de 2022) en los subsistemas peninsular (-1,3%), ceutí (+0,7%) y melillense (-2,3%) (véanse Cuadro I.1 y Gráfico I.1) e inferiores en los subsistemas balear (+12,8%) y canario (+8,2%),

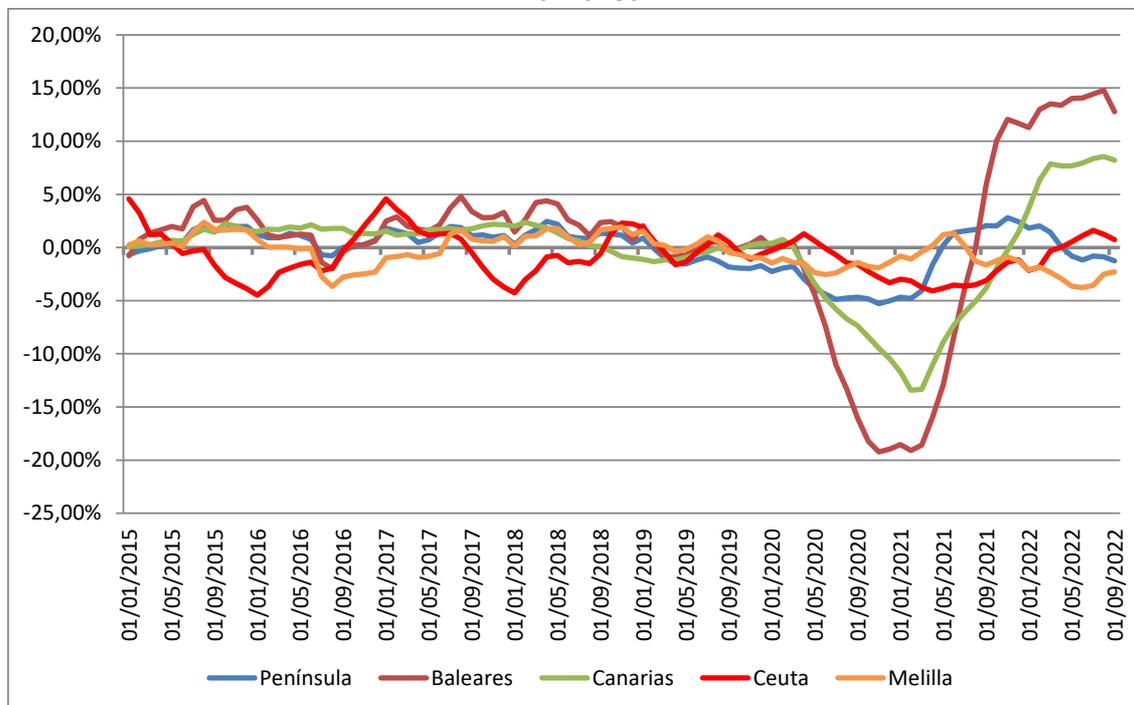
**Cuadro I.1 Demanda en b.c. de 2021, demanda en b.c. registrada en los últimos doce meses y previsión del Operador del Sistema de la demanda en b.c. para el cierre de 2022**

Sistema	2021 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2021 - sep 2022)			Previsión OS de cierre 2022		
		GWh	% variación respecto 2021	tasa últimos doce meses	GWh	% variación respecto 2021	% variación respecto últimos doce meses
<b>Peninsular</b>	<b>241.914</b>	<b>239.911</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>244.653</b>	<b>1,1%</b>	<b>2,0%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>14.075</b>	<b>15.047</b>	<b>6,9%</b>	<b>9,7%</b>	<b>15.246</b>	<b>8,3%</b>	<b>1,3%</b>
Baleares	5.553	6.104	9,9%	12,8%	6.121	10,2%	0,3%
Canarias	8.119	8.544	5,2%	8,2%	8.722	7,4%	2,1%
Ceuta	197	198	0,5%	0,7%	201	2,1%	1,5%
Melilla	206	201	-2,2%	-2,3%	202	-1,7%	0,6%
<b>Total Nacional</b>	<b>255.989</b>	<b>254.958</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>259.899</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,9%</b>

(1) Información proporcionada por REE para los peajes 2023.

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 2022).

## 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, resultante de agregar la información solicitada a las empresas distribuidoras para el cierre de 2022. Según dichas previsiones, en 2022 se producirá una reducción de la demanda, respecto de la registrada en 2021, en los subsistemas peninsular (-2,7%), canario (-0,1%) y melillense (-3,8%) y un incremento de la demanda (+2,2%) en el subsistema balear<sup>35</sup>. Como resultado, la demanda nacional en consumo prevista por las empresas para el cierre de 2022 (225.918 GWh) supone una reducción respecto de la demanda registrada en 2021 -2,5%, excluido en el subsistema ceutí.

<sup>35</sup> No se dispone de la previsión de las empresas para el subsistema ceutí, por lo que las variaciones que se señalan en este apartado no incluyen la demanda de dicho subsistema.

Por niveles de tensión, se observa que la demanda de los consumidores en baja tensión se reduce un 1,7% a nivel nacional, consecuencia de la reducción en los subsistemas peninsular (-2,0%) y melillense (-6,3%) parcialmente compensada por el incremento de la demanda del subsistema balear (+2,5%) y el mantenimiento de la demanda en el subsistema canario.

La demanda de los consumidores en alta tensión se reduce un 3,2% a nivel nacional, debido principalmente a la reducción de los subsistemas peninsular (-3,4%) y canario (-0,3%) parcialmente compensada por el incremento de los subsistemas balear (+1,4%) y melillense (+1,1%).

Por grupos tarifarios, la demanda nacional de los clientes acogidos al peaje 6.4TD sufrirá la reducción más acusada (-16%) seguida por los consumidores domésticos acogidos a la tarifa 2.0TD (-2,7%). Todos los grupos tarifarios reducirán su demanda según la mejor estimación de las empresas, excepto los peajes asociados al vehículo eléctrico y los clientes acogidos al peaje 3.0TD.

Cabe señalar que, según la previsión de las empresas, la demanda nacional en consumo se reducirá un -2,5% respecto a la demanda registrada en 2021, mientras el Operador del Sistema prevé que la demanda nacional en barras de central se incremente respecto a la demanda nacional en barras de central de 2021 y la demanda nacional en barras de central de los últimos doce meses (254.958 GWh) en un 1,5% y un 1,9% respectivamente.

**Cuadro I.2 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por subsistema y peaje**

	Real 2021 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>99.270</b>	<b>3.928</b>	<b>4.688</b>	<b>122</b>	<b>130</b>	<b>108.137</b>
2.0 TD	68.277	2.424	3.190	71	85	74.046
3.0 TD	30.993	1.504	1.498	51	45	34.090
3.0 TDVE	1	0	0	-	-	1
<b>Alta tensión</b>	<b>119.526</b>	<b>1.252</b>	<b>2.929</b>	<b>60</b>	<b>67</b>	<b>123.835</b>
6.1 TD	64.485	1.122	2.811	60	67	68.545
6.1 TDVE	0	-	-	-	-	0
6.2 TD	22.407	124	115	-	-	22.646
6.3 TD	10.900	1	0	-	-	10.901
6.4 TD	21.734	6	3	-	-	21.742
<b>Total</b>	<b>218.796</b>	<b>5.180</b>	<b>7.617</b>	<b>182</b>	<b>197</b>	<b>231.972</b>

	Previsión de cierre 2022 (GWh)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>97.313</b>	<b>4.025</b>	<b>4.687</b>	<b>-</b>	<b>122</b>	<b>106.146</b>
2.0 TD	66.202	2.485	3.199	-	77	71.963
3.0 TD	31.106	1.541	1.487	-	44	34.178
3.0 TDVE	5	0	0	-	-	5
<b>Alta tensión</b>	<b>115.513</b>	<b>1.270</b>	<b>2.921</b>	<b>-</b>	<b>68</b>	<b>119.771</b>
6.1 TD	64.413	1.145	2.762	-	68	68.389
6.1 TDVE	0	-	-	-	-	0
6.2 TD	22.104	112	151	-	-	22.367
6.3 TD	10.755	1	0	-	-	10.757
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
<b>Total</b>	<b>212.826</b>	<b>5.295</b>	<b>7.607</b>	<b>-</b>	<b>190</b>	<b>225.918</b>

	% variación 2022 sobre 2021 (sin incluir Ceuta)					
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Nacional
<b>Baja tensión</b>	<b>-2,0%</b>	<b>2,5%</b>	<b>0,0%</b>		<b>-6,3%</b>	<b>-1,7%</b>
2.0 TD	-3,0%	2,5%	0,3%		-8,9%	-2,7%
3.0 TD	0,4%	2,5%	-0,7%		-1,3%	0,4%
3.0 TDVE	616,5%	1209,1%	1500,0%			621,6%
<b>Alta tensión</b>	<b>-3,4%</b>	<b>1,4%</b>	<b>-0,3%</b>		<b>1,1%</b>	<b>-3,2%</b>
6.1 TD	-0,1%	2,1%	-1,7%		1,1%	-0,1%
6.1 TDVE	111,8%					111,8%
6.2 TD	-1,3%	-9,6%	31,1%			-1,2%
6.3 TD	-1,3%	50,0%	45,2%			-1,3%
6.4 TD	-16,1%	100,0%	124,7%			-16,0%
<b>Total</b>	<b>-2,7%</b>	<b>2,2%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>n.a.</b>	<b>-3,8%</b>	<b>-2,5%</b>

Fuente: Empresas y SINCRO

### 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 2022 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 de la Circular 3/2020. Se observa que se encuentran diferencias muy

significativas en aquellos peajes vinculados al vehículo eléctrico (3.0TDVE y 6.1TDVE) debido principalmente al bajo consumo que, hasta la fecha, se ha producido en estos peajes y también a que se trata de peajes introducidos por la Circular 3/2020 y de difícil previsión. Asimismo, se producen diferencias importantes en los porcentajes del periodo 5 ya que los datos aportados por una empresa distribuidora no parecen correctos.

**Cuadro I.3 Previsión de las empresas distribuidoras de la demanda en consumo para el cierre de 2022 desagregada por peaje y periodo horario**

Consumo por periodo horario (GWh). Previsión de cierre 2022						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>23.486</b>	<b>22.976</b>	<b>38.793</b>	<b>4.926</b>	<b>1.855</b>	<b>14.111</b>
2.0 TD	19.480	18.299	34.184			
3.0 TD	4.005	4.676	4.609	4.925	1.855	14.109
3.0 TDVE	1	1	1	1	0	2
<b>Alta tensión</b>	<b>11.038</b>	<b>13.763</b>	<b>13.967</b>	<b>15.269</b>	<b>8.416</b>	<b>57.318</b>
6.1 TD	6.915	8.346	8.275	8.889	5.034	30.929
6.1 TDVE	0	0	0	0	0	0
6.2 TD	2.040	2.595	2.620	2.912	1.461	10.739
6.3 TD	865	1.125	1.159	1.301	750	5.557
6.4 TD	1.218	1.697	1.913	2.167	1.170	10.093
<b>Total</b>	<b>34.524</b>	<b>36.739</b>	<b>52.760</b>	<b>20.195</b>	<b>10.270</b>	<b>71.429</b>

Distribución del consumo previsto por periodo horario (%) (A)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>						
2.0 TD	27,1%	25,4%	47,5%			
3.0 TD	11,7%	13,7%	13,5%	14,4%	5,4%	41,3%
3.0 TDVE	10,7%	11,4%	15,3%	14,2%	4,2%	44,2%
<b>Alta tensión</b>						
6.1 TD	10,1%	12,2%	12,1%	13,0%	7,4%	45,2%
6.1 TDVE	11,2%	11,8%	15,4%	13,7%	4,0%	43,9%
6.2 TD	9,1%	11,6%	11,7%	13,0%	6,5%	48,0%
6.3 TD	8,0%	10,5%	10,8%	12,1%	7,0%	51,7%
6.4 TD	6,7%	9,3%	10,5%	11,9%	6,4%	55,3%

Distribución del consumo de los últimos doce meses (jul 21-jun 22) por periodo horario (%) (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>						
2.0 TD	27,3%	25,6%	47,1%			
3.0 TD	11,3%	13,8%	12,6%	13,7%	5,2%	43,4%
3.0 TDVE	4,8%	10,2%	14,5%	22,9%	10,4%	37,3%
<b>Alta tensión</b>						
6.1 TD	9,8%	12,6%	12,0%	13,5%	5,4%	46,7%
6.1 TDVE	8,2%	10,4%	15,4%	17,8%	7,2%	41,0%
6.2 TD	9,1%	11,9%	11,1%	12,7%	5,4%	50,0%
6.3 TD	8,3%	10,6%	10,1%	11,7%	4,9%	54,4%
6.4 TD	7,3%	10,0%	10,0%	11,5%	5,0%	56,2%

% de variación de (A) sobre (B)						
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>						
2.0 TD	-0,9%	-0,5%	0,8%			
3.0 TD	3,8%	-0,7%	7,2%	5,0%	3,8%	-4,9%
3.0 TDVE	123,9%	11,5%	5,8%	-38,1%	-59,0%	18,4%
<b>Alta tensión</b>						
6.1 TD	2,9%	-3,3%	0,6%	-3,4%	36,4%	-3,1%
6.1 TDVE	36,3%	13,0%	0,1%	-23,2%	-43,9%	7,1%
6.2 TD	0,7%	-2,1%	5,5%	2,8%	21,6%	-3,9%
6.3 TD	-2,8%	-1,7%	7,0%	3,5%	41,3%	-5,0%
6.4 TD	-8,7%	-7,0%	5,0%	3,2%	27,8%	-1,7%

Fuente: Empresas y SINCRO

### 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 2022, desagregado por peaje y periodo horario, agregado por la CNMC a partir de la información remitida por las empresas distribuidoras para el cierre de 2022. Con carácter general, la potencia contratada por período horario aumenta, respecto de la registrada en 2021, en todos los niveles de tensión, excepto en el período 6 del peaje 6.1TD, los periodos 1 y 2 de los peajes 6.2TD y los períodos 2,3,4 y 5 del peaje 6.4TD.

**Cuadro I.4 Previsión de las empresas distribuidoras de las potencias contratadas para el cierre de 2022 desagregadas por peaje y periodo horario. Sistema Nacional**

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Año 2021					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>145.095</b>	<b>144.011</b>	<b>145.537</b>	<b>20.173</b>	<b>20.175</b>	<b>20.177</b>	<b>22.829</b>
2.0 TD	125.457	125.455	125.497				
3.0 TD	19.634	18.552	20.036	20.169	20.171	20.173	22.826
3.0 TDVE	4	4	4	4	4	4	4
<b>Alta tensión</b>	<b>26.756</b>	<b>25.100</b>	<b>26.430</b>	<b>28.174</b>	<b>28.540</b>	<b>28.774</b>	<b>44.333</b>
6.1 TD	17.175	16.230	17.052	17.831	17.942	18.076	30.601
6.1 TDVE	1	1	1	1	1	1	3
6.2 TD	4.248	4.016	4.163	4.500	4.534	4.578	6.092
6.3 TD	1.816	1.704	1.774	1.910	1.963	1.974	2.505
6.4 TD	3.517	3.149	3.440	3.932	4.101	4.145	5.132
<b>Total</b>	<b>171.851</b>	<b>169.112</b>	<b>171.966</b>	<b>48.347</b>	<b>48.715</b>	<b>48.951</b>	<b>67.163</b>

	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW). Previsión de cierre 2022					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>145.786</b>	<b>144.772</b>	<b>146.117</b>	<b>20.870</b>	<b>20.874</b>	<b>20.907</b>	<b>24.730</b>
2.0 TD	125.349	125.346	125.412				
3.0 TD	20.409	19.397	20.676	20.842	20.845	20.878	24.701
3.0 TDVE	29	29	29	29	29	29	29
<b>Alta tensión</b>	<b>26.950</b>	<b>25.294</b>	<b>26.485</b>	<b>28.584</b>	<b>28.932</b>	<b>29.180</b>	<b>40.761</b>
6.1 TD	17.348	16.417	17.153	18.177	18.298	18.428	26.592
6.1 TDVE	3	3	3	3	3	3	11
6.2 TD	4.235	3.958	4.101	4.577	4.617	4.656	6.162
6.3 TD	1.873	1.741	1.814	2.012	2.040	2.050	2.618
6.4 TD	3.491	3.176	3.413	3.815	3.974	4.043	5.378
<b>Total</b>	<b>172.736</b>	<b>170.066</b>	<b>172.601</b>	<b>49.455</b>	<b>49.806</b>	<b>50.087</b>	<b>65.491</b>

	Potencia facturada (MW)	% variación previsión de cierre 2022 sobre 2021					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
<b>Baja tensión</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,4%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,6%</b>	<b>8,3%</b>
2.0 TD	-0,1%	-0,1%	-0,1%				
3.0 TD	3,9%	4,6%	3,2%	3,3%	3,3%	3,5%	8,2%
3.0 TDVE	686,8%	680,8%	690,0%	690,2%	690,2%	690,3%	692,9%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,2%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,4%</b>	<b>-8,1%</b>
6.1 TD	1,0%	1,2%	0,6%	1,9%	2,0%	1,9%	-13,1%
6.1 TDVE	268,8%	271,3%	271,3%	271,3%	271,3%	252,4%	217,6%
6.2 TD	-0,3%	-1,5%	-1,5%	1,7%	1,8%	1,7%	1,2%
6.3 TD	3,1%	2,1%	2,3%	5,3%	3,9%	3,9%	4,5%
6.4 TD	-0,7%	0,8%	-0,8%	-3,0%	-3,1%	-2,5%	4,8%
<b>Total</b>	<b>0,5%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,4%</b>	<b>2,3%</b>	<b>2,2%</b>	<b>2,3%</b>	<b>-2,5%</b>

Fuente: Empresas distribuidoras y SINCR0

En el Cuadro I.5 se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el cierre de 2022 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red y en el Cuadro I.6 la previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, su potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para el cierre de 2022.

**Cuadro I.5 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el cierre de 2022**

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)						
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	2.395	186	331	11.170				11.687
3.0 TDA	398	210	227	248	308	126	669	1.788
6.1 TDA	17	4	5	5	6	2	3	25
6.2 TDA	2	0	1	0	1	1	6	9
6.3 TDA	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.813</b>	<b>2.863</b>	<b>4.939</b>	<b>16.658</b>	<b>5.153</b>	<b>2.087</b>	<b>17.920</b>	<b>49.622</b>

*Fuente: Empresas distribuidoras*

**Cuadro I.6 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para el cierre de 2022**

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>116.604</b>	<b>834.012</b>	<b>813.148</b>	<b>298.831</b>
2.0 TD	111.537	562.004	371.652	241.186
3.0 TD	5.068	272.009	441.497	57.645
<b>Alta tensión</b>	<b>2.789</b>	<b>1.750.664</b>	<b>4.060.393</b>	<b>3.005.536</b>
6.1 TD	2.672	866.797	2.298.489	1.521.140
6.2 TD	86	477.688	696.724	1.134.966
6.3 TD	23	171.901	629.197	172.552
6.4 TD	8	234.278	435.983	176.878
<b>Total</b>	<b>119.394</b>	<b>2.584.676</b>	<b>4.873.541</b>	<b>3.304.367</b>

*Fuente: Empresas distribuidoras*

### 3. Previsión de la CNMC para el cierre de 2022

Según el avance de la Contabilidad Nacional Trimestral de España, publicada por el Instituto Nacional de Estadística<sup>36</sup>, la tasa de variación inter trimestral del PIB del tercer trimestre de 2022 se estima en un 0,2%, magnitud claramente inferior a la observada en el segundo trimestre que experimentó un crecimiento intertrimestral del 1,5%.

El crecimiento que experimentará el nivel del PIB de la economía española, según todas las estimaciones, aún se encontraría por debajo del alcanzado a finales de 2019.

El Banco de España espera que el crecimiento del PIB alcance el 4,5% en el conjunto de 2022<sup>37</sup>, ya que diversos factores como la persistencia de la inflación, la crisis energética derivada del conflicto bélico en Ucrania, así como el mantenimiento del elevado grado de incertidumbre y la reducción de la confianza de los agentes, presionarán a la baja las perspectivas en cuanto al ritmo de avance de la actividad económica en España en los próximos trimestres. El Banco de España prevé que la economía española se desacelere hasta el 1,4% en 2023.

Según otras estimaciones el PIB en 2022 podría experimentar un incremento de entre un 4,0% y un 4,4%. En concreto, tanto la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE)<sup>38</sup> como el Gobierno de España<sup>39</sup> estiman un

---

<sup>36</sup> Contabilidad Nacional Trimestral de España: principales agregados. Tercer trimestre de 2022. Avance, disponible en <https://ine.es/daco/daco42/daco4214/cntr0322a.pdf>

<sup>37</sup> Véase Síntesis de las Proyecciones Macroeconómicas actualizado a octubre de 2022, disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/21/T3/Fich/be2103-it-Rec1.pdf>

<sup>38</sup> Véase OECD Economic Outlook, Interim Report (September 2022) [https://read.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2022/issue-1\\_ae8c39ec-en](https://read.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2022/issue-1_ae8c39ec-en)

<sup>39</sup> Véase Cuadro Macroeconómico de los Presupuestos Generales del Estado 2023 de 4 de octubre de 2022 <https://www.lamoncloa.gob.es/consejodeministros/resumenes/Documents/2022/041022-cuadro-macroeconomico-pge-2023.pdf>

incremento del 4,4%, el Fondo Monetario Internacional (FMI)<sup>40</sup> un 4,3%, la Fundación de las Cajas de Ahorro (FUNCAS)<sup>41</sup> un 4,2% y finalmente la Unión Europea prevé un incremento del 4,0%<sup>42</sup>.

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

Teniendo en cuenta las previsiones de demanda en b.c. del Operador del Sistema, las previsiones de demanda en consumo de las empresas, la evolución prevista para la economía, la evolución reciente de la demanda y de la potencia por grupo tarifario (véanse Cuadro I.7, Gráfico I.2, Cuadro I.8, Gráfico I.3, Cuadro I.9 y Gráfico I.4), así como la reciente normativa aprobada, entre la que cabe destacar el Plan para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos (RePowerEU)<sup>43</sup>, el Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, el Reglamento (UE) 2022/1854<sup>44</sup> y en el Real Decreto-ley 18/2022, esta Comisión estima que se producirá una reducción de la demanda con respecto a la demanda del año 2021. La reducción de la demanda será más acusada para los consumidores de alta tensión (-2,5%) frente a un -0,6% para los consumidores de baja tensión. Por grupos tarifarios, la demanda de los consumidores acogidos al peaje 2.0TD se prevé que retroceda un 2,3% mientras que para los consumidores acogidos al peaje 3.0TD se prevé que su demanda se incremente un 2,9%. Respecto a la alta tensión, los consumidores que se prevé experimenten un mayor desplome de su demanda serán los acogidos al peaje 6.4TD consecuencia de los altos precios que se están registrando en el mercado eléctrico a resultas de la guerra de Ucrania. Adicionalmente, se estima

---

<sup>40</sup> Véase WORLD ECONOMIC OUTLOOK Countering the Cost-of-Living Crisis, October 2022 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2022/October/English/text.ashx>

<sup>41</sup> Véase Panel de previsiones de la economía española actualizado a septiembre de 2022, disponible en <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2022/09/PP2209.pdf>

<sup>42</sup> Véase Summer 2022 Economic Forecast: Russia's war worsens the Outlook de julio de 2022, disponible en [https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/summer-2022-economic-forecast-russias-war-worsens-outlook\\_en](https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/summer-2022-economic-forecast-russias-war-worsens-outlook_en)

<sup>43</sup> Plan para poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles rusos (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0230&from=ES>)

<sup>44</sup> Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022 relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-M-2022-81456>)

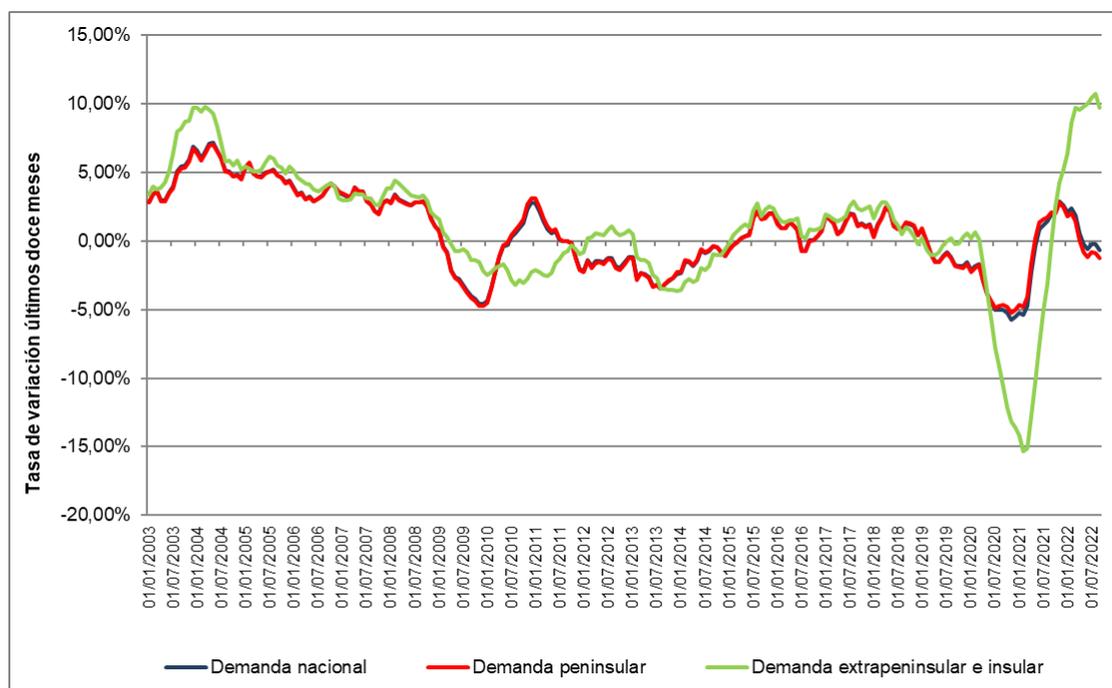
que la demanda de los consumidores acogidos al peaje 6.2TD se reduzca en un 1,7%, mientras que la demanda de los consumidores acogidos a los peajes 6.1TD y 6.3TD se incremente (un 1,0% y 0,9% respectivamente).

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

Mes	GWh			% Variación s/mismo mes		% Variación s/acumulado		% Variación s/últimos 12	
	2020	2021	2022	año anterior		anual		meses	
				21 s/ 20	22 s/ 21	21 s/ 20	22 s/ 21	21 s/ 20	22 s/ 21
Enero	23.829	23.910	22.723	0,34	-4,96	0,34	-4,96	-5,22	2,06
Febrero	20.982	20.183	20.137	-3,81	-0,23	-1,60	-2,80	-5,42	2,37
Marzo	20.928	21.824	21.460	4,28	-1,67	0,27	-2,42	-4,71	1,86
Abril	17.063	19.941	19.561	16,87	-1,90	3,69	-2,30	-2,27	0,55
Mayo	18.310	20.348	20.323	11,13	-0,12	5,04	-1,88	-0,39	-0,26
Junio	19.360	20.721	21.246	7,03	2,53	5,36	-1,16	0,88	-0,59
Julio	23.196	22.897	23.531	-1,29	2,77	4,28	-0,56	1,18	-0,22
Agosto	22.066	22.050	21.929	-0,07	-0,55	3,70	-0,56	1,43	-0,26
Septiembre	20.499	20.994	20.427	2,42	-2,70	3,56	-0,79	1,95	-0,68
Octubre	20.693	20.195	-	-2,41		2,97		2,06	
Noviembre	20.699	21.419	-	3,48		3,01		2,88	
Diciembre	22.439	22.008	-	-1,92		2,57		2,57	
<b>Anual</b>	<b>250.064</b>	<b>256.489</b>	<b>191.337</b>						

*Fuente: REE (Series estadísticas del sistema eléctrico español. Septiembre 2022).*

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



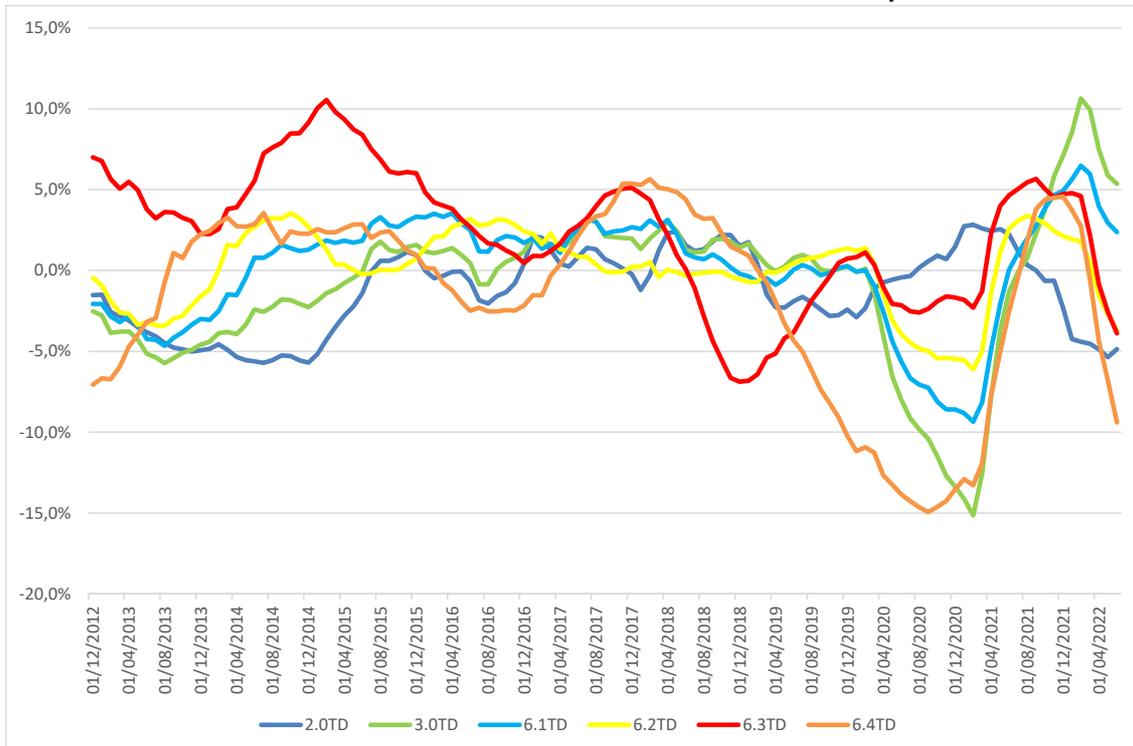
Fuente: REE

**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	
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD		
2021	julio	1,2%	-0,1%	1,1%	3,1%	5,0%	-0,4%	1,2%
	agosto	0,3%	0,8%	2,0%	3,4%	5,5%	1,8%	1,6%
	septiembre	0,0%	2,3%	2,8%	3,2%	5,7%	3,8%	2,1%
	octubre	-0,6%	3,7%	3,9%	2,9%	5,1%	4,4%	2,4%
	noviembre	-0,6%	5,8%	4,7%	2,4%	4,5%	4,5%	2,8%
	diciembre	-2,3%	7,1%	4,9%	2,1%	4,7%	4,6%	2,5%
2022	enero	-4,2%	8,5%	5,6%	1,9%	4,8%	3,7%	2,1%
	febrero	-4,4%	10,6%	6,5%	1,8%	4,6%	2,8%	2,5%
	marzo	-4,5%	9,9%	6,0%	0,5%	2,2%	-0,6%	1,7%
	abril	-4,9%	7,5%	4,0%	-1,6%	-0,9%	-4,4%	0,0%
	mayo	-5,4%	5,9%	3,0%	-2,7%	-2,5%	-6,8%	-1,1%
	junio	-4,9%	5,4%	2,4%	-3,7%	-3,9%	-9,4%	-1,5%

Fuente: CNMC

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



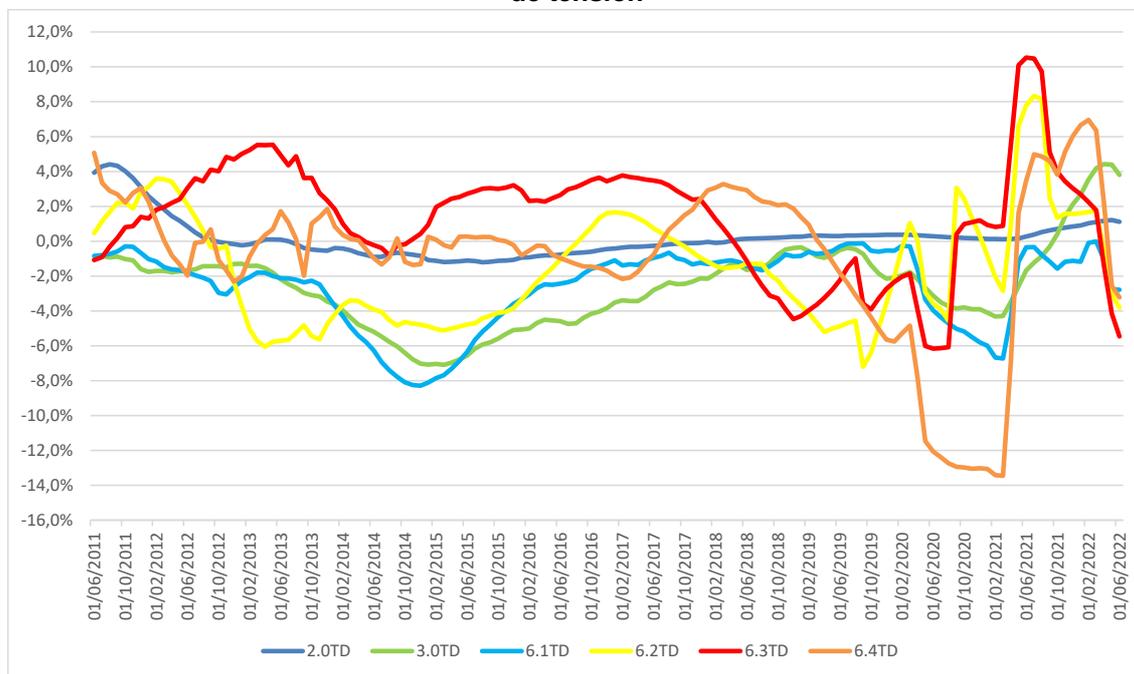
Fuente: CNMC

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

Año	Baja Tensión (< 1 kV)		Alta tensión 1 (≥ 1 kV y < 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	
	2.0 TD	3.0 TD	6.1 TD	6.2 TD	6.3 TD	6.4 TD		
2021	julio	0,4%	-1,2%	-0,3%	8,3%	10,5%	5,0%	0,5%
	agosto	0,5%	-0,9%	-0,8%	8,1%	9,7%	4,9%	0,6%
	septiembre	0,6%	-0,3%	-1,2%	2,5%	5,1%	4,6%	0,5%
	octubre	0,7%	0,4%	-1,6%	1,3%	4,0%	3,8%	0,6%
	noviembre	0,8%	1,4%	-1,2%	1,6%	3,4%	5,1%	0,8%
	diciembre	0,8%	2,1%	-1,1%	1,6%	3,0%	6,0%	0,9%
2022	enero	0,9%	2,7%	-1,2%	1,6%	2,7%	6,7%	1,0%
	febrero	1,0%	3,5%	-0,1%	1,7%	2,2%	7,0%	1,3%
	marzo	1,1%	4,2%	0,0%	1,7%	1,8%	6,3%	1,5%
	abril	1,2%	4,4%	-1,0%	-0,5%	-1,4%	2,2%	1,3%
	mayo	1,2%	4,4%	-2,8%	-3,0%	-4,2%	-2,6%	0,9%
	junio	1,1%	3,8%	-2,8%	-3,8%	-5,5%	-3,2%	0,7%

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 2022 para el total nacional y desagregadas por subsistemas según la estructura de la Circular 3/2020. Además, también se presentan las previsiones de la CNMC relativas al número de clientes y energía por periodo horario para el autoconsumo a través de red. Al respecto se indica que la previsión de autoconsumo de instalaciones próximas a través de red se corresponde con la agregación de las previsiones aportadas por las empresas distribuidoras.

**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 2022. Sistema Nacional**

**(A) Previsión Cierre 2022 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>29.998.015</b>	<b>144.386</b>	<b>143.322</b>	<b>144.823</b>	<b>20.206</b>	<b>20.209</b>	<b>20.211</b>	<b>22.918</b>	<b>23.879</b>	<b>23.255</b>	<b>38.620</b>	<b>4.914</b>	<b>1.866</b>	<b>14.925</b>	<b>107.459</b>
2.0 TD	29.197.290	124.698	124.696	124.746					19.802	18.441	34.127				72.370
3.0 TD	800.144	19.664	18.602	20.053	20.182	20.185	20.187	22.894	4.076	4.812	4.490	4.912	1.865	14.919	35.074
3.0 TDVE	580	24	24	24	24	24	24	24	2	2	2	2	1	6	15
<b>Alta tensión</b>	<b>116.997</b>	<b>26.251</b>	<b>24.601</b>	<b>25.755</b>	<b>27.979</b>	<b>28.312</b>	<b>28.511</b>	<b>39.581</b>	<b>10.842</b>	<b>14.139</b>	<b>13.800</b>	<b>15.560</b>	<b>6.444</b>	<b>59.988</b>	<b>120.774</b>
6.1 TD	111.624	16.933	16.051	16.750	17.704	17.826	17.947	26.034	6.832	8.585	8.439	9.407	3.787	32.187	69.237
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.854	4.118	3.849	3.984	4.454	4.494	4.530	5.982	1.943	2.596	2.456	2.799	1.192	11.282	22.268
6.3 TD	581	1.828	1.707	1.768	1.964	1.982	1.989	2.549	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.998
6.4 TD	925	3.370	2.990	3.251	3.855	4.007	4.043	5.004	1.237	1.819	1.782	2.060	912	10.448	18.258
<b>Total</b>	<b>30.115.012</b>	<b>170.637</b>	<b>167.922</b>	<b>170.578</b>	<b>48.185</b>	<b>48.520</b>	<b>48.722</b>	<b>62.499</b>	<b>34.722</b>	<b>37.395</b>	<b>52.420</b>	<b>20.475</b>	<b>8.309</b>	<b>74.913</b>	<b>228.233</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	2.394								20	185	11.042				11.247
3.0 TDA	398								32	35	37	40	14	127	285
6.1 TDA	17								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	2								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	1								2.490	4.439	5.186	5.078	1.996	16.903	36.092
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.812</b>								<b>2.542</b>	<b>4.658</b>	<b>16.264</b>	<b>5.118</b>	<b>2.010</b>	<b>17.030</b>	<b>47.623</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Peninsular**

**(A) Previsión Cierre 2022 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>27.967.594</b>	<b>133.359</b>	<b>132.352</b>	<b>133.778</b>	<b>18.443</b>	<b>18.445</b>	<b>18.447</b>	<b>20.909</b>	<b>21.804</b>	<b>21.263</b>	<b>35.449</b>	<b>4.504</b>	<b>1.695</b>	<b>13.390</b>	<b>98.105</b>
2.0 TD	27.230.171	115.413	115.411	115.459	-	-	-	18.198	18.198	16.958	31.338	-	-	-	66.493
3.0 TD	736.865	17.922	16.918	18.295	18.419	18.421	18.423	20.885	3.605	4.303	4.109	4.502	1.695	13.383	31.597
3.0 TDVE	557	23	23	24	24	24	24	2	2	2	2	2	1	6	15
<b>Alta tensión</b>	<b>113.336</b>	<b>25.206</b>	<b>23.584</b>	<b>24.706</b>	<b>26.922</b>	<b>27.251</b>	<b>27.447</b>	<b>38.080</b>	<b>10.280</b>	<b>13.563</b>	<b>13.303</b>	<b>15.077</b>	<b>6.230</b>	<b>57.800</b>	<b>116.252</b>
6.1 TD	108.033	15.944	15.089	15.757	16.704	16.823	16.941	24.654	6.294	8.036	7.966	8.950	3.586	30.164	64.997
6.1 TDVE	13	3	3	3	3	3	3	11	1	2	1	2	1	6	12
6.2 TD	3.796	4.069	3.803	3.936	4.405	4.445	4.480	5.894	1.919	2.570	2.433	2.774	1.179	11.130	22.005
6.3 TD	578	1.827	1.706	1.766	1.962	1.981	1.987	2.546	829	1.137	1.122	1.292	552	6.065	10.997
6.4 TD	917	3.362	2.984	3.244	3.848	4.000	4.036	4.976	1.236	1.818	1.781	2.059	911	10.434	18.240
<b>Total</b>	<b>28.080.930</b>	<b>158.564</b>	<b>155.937</b>	<b>158.484</b>	<b>45.364</b>	<b>45.696</b>	<b>45.894</b>	<b>58.990</b>	<b>32.084</b>	<b>34.826</b>	<b>48.752</b>	<b>19.581</b>	<b>7.925</b>	<b>71.189</b>	<b>214.357</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	2.289								13	11	10	-	-	-	34
3.0 TDA	386								4	5	11	11	2	14	47
6.1 TDA	17								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	2								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	1								2.490	4.439	5.186	5.078	1.996	16.903	36.092
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>2.695</b>								<b>2.507</b>	<b>4.455</b>	<b>5.207</b>	<b>5.089</b>	<b>1.999</b>	<b>16.917</b>	<b>36.173</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Balear**

**(A) Previsión Cierre 2022 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>733.312</b>	<b>4.663</b>	<b>4.620</b>	<b>4.679</b>	<b>887</b>	<b>887</b>	<b>887</b>	<b>1.025</b>	<b>933</b>	<b>901</b>	<b>1.356</b>	<b>185</b>	<b>79</b>	<b>758</b>	<b>4.212</b>
2.0 TD	697.409	3.795	3.795	3.797	-	-	-	-	672	626	1.187	-	-	-	2.485
3.0 TD	35.882	867	824	882	886	886	887	1.024	261	276	169	185	79	758	1.727
3.0 TDVE	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Alta tensión</b>	<b>1.244</b>	<b>358</b>	<b>348</b>	<b>359</b>	<b>362</b>	<b>363</b>	<b>364</b>	<b>545</b>	<b>214</b>	<b>223</b>	<b>121</b>	<b>131</b>	<b>59</b>	<b>663</b>	<b>1.411</b>
6.1 TD	1.233	328	320	328	331	332	332	492	201	210	112	120	53	592	1.287
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	23	22	23	24	24	24	35	12	12	8	10	6	63	112
6.3 TD	2	1	1	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	1
6.4 TD	3	7	6	7	7	7	7	15	1	1	1	1	0	7	11
<b>Total</b>	<b>734.556</b>	<b>5.021</b>	<b>4.968</b>	<b>5.038</b>	<b>1.249</b>	<b>1.250</b>	<b>1.251</b>	<b>1.570</b>	<b>1.146</b>	<b>1.125</b>	<b>1.477</b>	<b>316</b>	<b>138</b>	<b>1.422</b>	<b>5.623</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	65								5	4	4	0	0	0	13
3.0 TDA	7								4	3	1	1	0	4	13
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>72</b>								<b>8</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>1</b>	<b>0</b>	<b>4</b>	<b>26</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Canario**

**(A) Previsión Cierre 2022 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>1.231.723</b>	<b>6.009</b>	<b>5.996</b>	<b>6.011</b>	<b>803</b>	<b>804</b>	<b>804</b>	<b>908</b>	<b>1.088</b>	<b>1.041</b>	<b>1.736</b>	<b>214</b>	<b>87</b>	<b>732</b>	<b>4.898</b>
2.0 TD	1.206.773	5.208	5.208	5.208					889	821	1.537				3.247
3.0 TD	24.949	802	788	803	803	804	804	908	198	220	199	214	87	732	1.651
3.0 TDVE	2	0	0	0	0	0	0	0	-	0	0	-	-	0	0
<b>Alta tensión</b>	<b>2.297</b>	<b>651</b>	<b>632</b>	<b>654</b>	<b>659</b>	<b>661</b>	<b>664</b>	<b>912</b>	<b>337</b>	<b>338</b>	<b>362</b>	<b>338</b>	<b>149</b>	<b>1.456</b>	<b>2.979</b>
6.1 TD	2.239	625	606	628	633	635	637	846	325	323	347	322	142	1.361	2.821
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	52	25	25	25	25	25	27	53	12	15	14	15	7	89	151
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6.4 TD	5	1	0	0	0	0	1	14	0	0	0	0	0	6	7
<b>Total</b>	<b>1.234.020</b>	<b>6.660</b>	<b>6.627</b>	<b>6.665</b>	<b>1.462</b>	<b>1.464</b>	<b>1.468</b>	<b>1.820</b>	<b>1.424</b>	<b>1.379</b>	<b>2.098</b>	<b>552</b>	<b>236</b>	<b>2.188</b>	<b>7.877</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	40								3	169	11.027				11.199
3.0 TDA	2								16	17	16	18	7	59	133
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>42</b>								<b>19</b>	<b>187</b>	<b>11.043</b>	<b>18</b>	<b>7</b>	<b>59</b>	<b>11.333</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Ceutí**

**(A) Previsión Cierre 2022 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>31.842</b>	<b>170</b>	<b>169</b>	<b>170</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>38</b>	<b>39</b>	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>123</b>
2.0 TD	30.621	132	132	132					20	17	31				68
3.0 TD	1.221	38	37	38	38	38	38	39	6	8	7	6	2	25	54
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>53</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>33</b>	<b>65</b>
6.1 TD	53	16	16	16	16	16	16	20	7	8	8	7	3	33	65
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>31.895</b>	<b>186</b>	<b>185</b>	<b>186</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>59</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>46</b>	<b>12</b>	<b>5</b>	<b>58</b>	<b>187</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
3.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>								<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fuente: CNMC

**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 2022. Sistema Melillense**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>33.544</b>	<b>185</b>	<b>185</b>	<b>185</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>40</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>20</b>	<b>122</b>
2.0 TD	32.316	150	150	150	-	-	-	-	23	19	35	-	-	-	77
3.0 TD	1.228	35	35	35	35	35	35	37	5	6	5	6	2	20	44
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>66</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>36</b>	<b>68</b>
6.1 TD	66	21	21	21	21	21	21	24	6	8	7	8	3	36	68
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>33.610</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>56</b>	<b>56</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>47</b>	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>56</b>	<b>190</b>
<b>(B) Autoconsumo a través de red</b>															
Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
3.0 TDA	3								8	10	9	11	5	49	92
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>3</b>								<b>8</b>	<b>10</b>	<b>9</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>49</b>	<b>92</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.16 se muestran las previsiones para el cierre del ejercicio 2022 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Se indica que en su elaboración se ha considerado la última información disponible en la base de datos de liquidaciones para el número de clientes, la potencia facturada y la energía consumida de la red y la información aportada por las empresas distribuidoras para la energía vertida.

**Cuadro I.16 Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para el cierre de 2022**

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>138.922</b>	<b>938.262</b>	<b>950.994</b>	<b>440.123</b>	<b>31,6%</b>	<b>298.761</b>
2.0 TD	132.688	734.004	553.459	197.915	26,3%	241.186
3.0 TD	6.234	204.257	397.535	242.209	37,9%	57.575
<b>Alta tensión</b>	<b>1.999</b>	<b>1.041.171</b>	<b>3.427.011</b>	<b>2.442.749</b>	<b>41,6%</b>	<b>3.005.536</b>
6.1 TD	1.834	585.683	1.609.017	1.308.775	44,9%	1.521.140
6.2 TD	133	175.648	637.964	541.936	45,9%	1.134.966
6.3 TD	22	181.820	689.549	488.346	41,5%	172.552
6.4 TD	9	98.019	490.481	103.692	17,5%	176.878
<b>Total</b>	<b>140.920</b>	<b>1.979.432</b>	<b>4.378.004</b>	<b>2.882.873</b>	<b>39,7%</b>	<b>3.304.297</b>

Fuente: CNMC

Por último, la demanda nacional en b.c. prevista por la CNMC para el cierre de 2022 asciende a 252.474 GWh, resultado de imponer en el sistema peninsular las pérdidas establecidas en la Circular 3/2020 y en el resto de los sistemas las pérdidas registradas en el ejercicio 2021 (véase Cuadro I.17).

**Cuadro I.17 Previsión de la CNMC de la demanda en b.c. de las redes para el cierre de 2022**

Sistema	2021 (1) (GWh)	Últimos doce meses (oct 2021 - sep 2022)			Previsión CNMC de cierre 2022	
		GWh	% variación respecto 2021	tasa últimos doce meses	GWh	% variación 22 respecto 21
<b>Peninsular</b>	<b>241.914</b>	<b>239.911</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-1,3%</b>	<b>237.650</b>	<b>-1,8%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>14.075</b>	<b>15.047</b>	<b>6,9%</b>	<b>9,7%</b>	<b>14.824</b>	<b>5,3%</b>
Baleares	5.553	6.104	9,9%	12,8%	6.028	8,6%
Canarias	8.119	8.544	5,2%	8,2%	8.396	3,4%
Ceuta	197	198	0,5%	0,7%	202	2,7%
Melilla	206	201	-2,2%	-2,3%	198	-3,8%
<b>Total Nacional</b>	<b>255.989</b>	<b>254.958</b>	<b>-0,4%</b>	<b>-0,7%</b>	<b>252.474</b>	<b>-1,4%</b>

(1) Información proporcionada por REE para los peajes 2023. La demanda del ejercicio 2021 recogida en el balance diario no se ha actualizado desde abril de 2022.

Fuente: CNMC

### III. PREVISIÓN 2023

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

En el Cuadro I.18 se presenta la demanda en b.c. prevista por el OS para 2023. En particular, en el sistema peninsular en el escenario central el OS prevé un incremento de la demanda en barras de central del 0,4%, respecto del cierre previsto para 2022, consecuencia de una variación de la demanda por actividad económica<sup>45</sup> del 0,7%, una variación por temperatura del -0,3% y una variación por laboralidad del 0,0%.

El OS presenta dos escenarios adicionales de previsión, inferior y superior, resultado de considerar dos hipótesis de actividad económica para 2023. En el sistema peninsular, en particular, el OS estima en el escenario inferior una reducción de la demanda en b.c. del 2,0%, basada en una variación de la actividad económica del 0 %. El escenario superior prevé un aumento de la demanda en b.c. del 0,6% resultado de considerar una variación de la actividad económica del 0,8%. En ambos escenarios se mantiene el efecto temperatura y laboralidad del escenario central. Cabe señalar que, el OS indica que en sus escenarios de previsión no se ha tenido en cuenta el impacto del Real Decreto-ley 18/2022.

<sup>45</sup> El OS considera un crecimiento del PIB Nacional del 2,7% para 2023 en el escenario medio.

En los sistemas no peninsulares el OS estima en el escenario central un aumento de la demanda en todos los subsistemas. Concretamente, estima un incremento de la demanda en b.c. del 0,6% en Baleares y Canarias, del 1,8% en Ceuta y del 0,5% en Melilla. 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.18 Escenario de previsión de la demanda en b.c. por el OS para 2023**

Sistema	Previsión OS de cierre 2022			Previsión OS 2023 (GWh)			% variación 2023 sobre 2022		
	GWh	% variación respecto 2021	% variación respecto últimos doce meses	Inferior	Central	Superior	Inferior	Central	Superior
<b>Peninsular</b>	<b>244.653</b>	<b>1,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>239.726</b>	<b>245.573</b>	<b>246.029</b>	<b>-2,0%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,6%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>15.246</b>	<b>8,3%</b>	<b>1,3%</b>	<b>14.795</b>	<b>15.341</b>	<b>15.360</b>	<b>-3,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,7%</b>
Baleares	6.121	10,2%	0,3%	5.953	6.159	6.165	-2,7%	0,6%	0,7%
Canarias	8.722	7,4%	2,1%	8.435	8.774	8.784	-3,3%	0,6%	0,7%
Ceuta	201	2,1%	1,5%	204	205	205	1,5%	1,8%	1,9%
Melilla	202	-1,7%	0,6%	203	203	206	0,4%	0,5%	2,1%
<b>Total Nacional</b>	<b>259.899</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,9%</b>	<b>254.521</b>	<b>260.914</b>	<b>261.389</b>	<b>-2,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,6%</b>

Fuente: REE

## 2. Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.19 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 2023.

El escenario previsto para 2023 por las empresas distribuidoras<sup>46</sup> implica un aumento de la demanda en consumo del 0,8%, caracterizado por un aumento de la demanda en todos los subsistemas excepto en el subsistema melillense. En concreto, las empresas distribuidoras estiman un crecimiento de la demanda en consumo del 0,9% en el subsistema peninsular, del 0,6% en el subsistema Balear, del 0,8% en el subsistema canario y, finalmente, una reducción de la demanda en consumo del 1,6% 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 excepto para el peaje 6.1TD en los subsistemas balear y canario y en el peaje

<sup>46</sup> Las empresas no proporcionan la previsión de 2023 de la demanda en consumo del subsistema ceutí.

6.4TD en el subsistema peninsular. La demanda de los consumidores conectados en baja tensión aumentará por debajo de la media excepto para el peaje 2.0TD de los subsistemas balear y canario y el peaje 3.0TD del sistema melillense en que la reducción es inferior a la media general del subsistema.

No obstante, cabe señalar que la previsión de crecimiento de los peajes asociados al vehículo eléctrico (3.0 TDVE y 6.1 TDVE) toman valores notablemente superiores a las del resto de peajes ya que la previsión de consumo en 2022 es muy baja. El peaje 3.0 TDVE presenta consumo en los subsistemas peninsular, balear y canario con un crecimiento del 120,5%, 39,2% y 80,0% respectivamente. El peaje 6.1 TDVE únicamente presenta consumo en el subsistema peninsular y su crecimiento alcanza el 340,4%.

**Cuadro I.19 Previsión de demanda en consumo para 2023 desagregada por peaje de acceso y subsistema, resultado de agregar las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras**

Previsión de las empresas para el cierre 2022 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>97.313</b>	<b>4.025</b>	<b>4.687</b>	-	<b>122</b>	<b>106.146</b>
2.0 TD	66.202	2.485	3.199	-	77	71.963
3.0 TD	31.106	1.541	1.487	-	44	34.178
3.0 TDVE	5	0	0	-	-	5
<b>Alta tensión</b>	<b>115.513</b>	<b>1.270</b>	<b>2.921</b>	-	<b>68</b>	<b>119.771</b>
6.1 TD	64.413	1.145	2.762	-	68	68.389
6.1 TDVE	0	-	-	-	-	0
6.2 TD	22.104	112	151	-	-	22.367
6.3 TD	10.755	1	0	-	-	10.757
6.4 TD	18.240	11	7	-	-	18.258
<b>Total</b>	<b>212.826</b>	<b>5.295</b>	<b>7.607</b>	-	<b>190</b>	<b>225.918</b>

Previsión de las empresas para 2023 (GWh)						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>97.685</b>	<b>4.054</b>	<b>4.727</b>	-	<b>118</b>	<b>106.584</b>
2.0 TD	66.400	2.505	3.225	-	75	72.204
3.0 TD	31.273	1.549	1.502	-	44	34.368
3.0 TDVE	11	0	0	-	-	11
<b>Alta tensión</b>	<b>116.974</b>	<b>1.273</b>	<b>2.938</b>	-	<b>68</b>	<b>121.253</b>
6.1 TD	65.281	1.147	2.776	-	68	69.272
6.1 TDVE	2	-	-	-	-	2
6.2 TD	22.436	113	154	-	-	22.703
6.3 TD	10.864	1	0	-	-	10.865
6.4 TD	18.392	12	7	-	-	18.410
<b>Total</b>	<b>214.659</b>	<b>5.326</b>	<b>7.665</b>	-	<b>187</b>	<b>227.837</b>

% variación 2023 sobre 2022						
	Peninsular	Baleares	Canarias	Ceuta	Melilla	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,9%</b>		<b>-2,8%</b>	<b>0,4%</b>
2.0 TD	0,3%	0,8%	0,8%		-3,7%	0,3%
3.0 TD	0,5%	0,5%	1,0%		-1,0%	0,6%
3.0 TDVE	120,5%	39,2%	80,0%			119,3%
<b>Alta tensión</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,6%</b>		<b>0,5%</b>	<b>1,2%</b>
6.1 TD	1,3%	0,2%	0,5%		0,5%	1,3%
6.1 TDVE	340,4%					340,4%
6.2 TD	1,5%	1,0%	2,0%			1,5%
6.3 TD	1,0%	1,0%	0,9%			1,0%
6.4 TD	0,8%	2,0%	8,0%			0,8%
<b>Total</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,8%</b>		<b>-1,6%</b>	<b>0,8%</b>

Fuente: Empresas distribuidoras

A continuación, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el 2023 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se puede observar que el número de suministros se incrementan un 63% con respecto a 2022, mientras que la energía autoconsumida a través de instalaciones próximas se incrementa en un 34,9%. Analizando los datos por peaje de acceso se puede

observar que la energía autoconsumida por los consumidores acogidos al peaje 3.0TDA es la que más se incrementa (164,0%) con respecto a 2022, mientras que los consumidores acogidos al peaje 6.3TDA no incrementan su energía autoconsumida.

**Cuadro I.20 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el año 2023**

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)							Total
		Año 2022							
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
2.0 TDA	2.395	186	331	11.170				11.687	
3.0 TDA	398	210	227	248	308	126	669	1.788	
6.1 TDA	17	4	5	5	6	2	3	25	
6.2 TDA	2	0	1	0	1	1	6	9	
6.3 TDA	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113	
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total</b>	<b>2.813</b>	<b>2.863</b>	<b>4.939</b>	<b>16.658</b>	<b>5.153</b>	<b>2.087</b>	<b>17.920</b>	<b>49.622</b>	

Grupo tarifario	Nº suministros	Energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (GWh)							Total
		Año 2023							
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6		
2.0 TDA	3.865	310	655	25.073				26.038	
3.0 TDA	685	574	622	626	753	302	1.843	4.720	
6.1 TDA	28	5	7	7	7	3	4	32	
6.2 TDA	6	1	1	1	1	1	8	12	
6.3 TDA	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113	
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total</b>	<b>4.585</b>	<b>3.352</b>	<b>5.659</b>	<b>30.941</b>	<b>5.601</b>	<b>2.265</b>	<b>19.097</b>	<b>66.915</b>	

Grupo tarifario	Incremento en número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario de instalaciones próximas a través de red (%)							
	Año 2023 / Año 2022							
	Nº suministros	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
2.0 TDA	61,4%	67,2%	97,8%	124,5%				122,8%
3.0 TDA	71,9%	172,6%	173,8%	152,4%	145,0%	140,5%	175,4%	164,0%
6.1 TDA	64,7%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
6.2 TDA	200,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%	30,0%
6.3 TDA	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.4 TDA								
<b>Total</b>	<b>63,0%</b>	<b>17,1%</b>	<b>14,6%</b>	<b>85,7%</b>	<b>8,7%</b>	<b>8,5%</b>	<b>6,6%</b>	<b>34,9%</b>

Fuente: Grandes distribuidoras

Por último, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el 2023 del número de suministros con autoconsumo, su potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso. Se puede observar que prevén un incremento del número de suministros de un 119% con respecto a 2022, mientras prevén que la potencia facturada se incremente un 73,2%, la energía consumida de la red se incremente en un 70,9% y la energía vertida un 54,4%, registrándose el mayor incremento de suministros para los consumidores conectados en baja tensión (peajes 2.0 TD y 3.0 TD).

**Cuadro I.21 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para 2023**

Previsión Año 2022

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>116.604</b>	<b>834.012</b>	<b>813.148</b>	<b>298.831</b>
2.0 TD	111.537	562.004	371.652	241.186
3.0 TD	5.068	272.009	441.497	57.645
<b>Alta tensión</b>	<b>2.789</b>	<b>1.750.664</b>	<b>4.060.393</b>	<b>3.005.536</b>
6.1 TD	2.672	866.797	2.298.489	1.521.140
6.2 TD	86	477.688	696.724	1.134.966
6.3 TD	23	171.901	629.197	172.552
6.4 TD	8	234.278	435.983	176.878
<b>Total</b>	<b>119.394</b>	<b>2.584.676</b>	<b>4.873.541</b>	<b>3.304.367</b>

Previsión Año 2023

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>256.143</b>	<b>1.729.620</b>	<b>1.600.135</b>	<b>546.685</b>
2.0 TD	245.372	1.153.246	753.992	462.141
3.0 TD	10.771	576.374	846.143	84.544
<b>Alta tensión</b>	<b>5.375</b>	<b>2.746.613</b>	<b>6.726.849</b>	<b>4.553.649</b>
6.1 TD	5.171	1.490.215	3.929.587	2.486.329
6.2 TD	154	654.552	1.297.191	1.513.752
6.3 TD	37	240.560	827.732	280.800
6.4 TD	13	361.286	672.339	272.768
<b>Total</b>	<b>261.518</b>	<b>4.476.233</b>	<b>8.326.984</b>	<b>5.100.334</b>

Incremento Año 2023/Año 2022

Grupo tarifario	Nº suministros	Potencia facturada por la energía suministrada de la red	Energía consumida de la red	Energía vertida
<b>Baja tensión</b>	<b>119,7%</b>	<b>107,4%</b>	<b>96,8%</b>	<b>82,9%</b>
2.0 TD	120,0%	105,2%	102,9%	91,6%
3.0 TD	112,5%	111,9%	91,7%	46,7%
<b>Alta tensión</b>	<b>92,7%</b>	<b>56,9%</b>	<b>65,7%</b>	<b>51,5%</b>
6.1 TD	93,5%	71,9%	71,0%	63,5%
6.2 TD	78,5%	37,0%	86,2%	33,4%
6.3 TD	61,1%	39,9%	31,6%	62,7%
6.4 TD	62,5%	54,2%	54,2%	54,2%
<b>Total</b>	<b>119,0%</b>	<b>73,2%</b>	<b>70,9%</b>	<b>54,4%</b>

Fuente: Grandes distribuidoras

### 3. Previsión de la CNMC de demanda en consumo

Para el año 2023 las estimaciones sobre la evolución de la economía española anticipan un leve crecimiento que podría oscilar entre el 1,2% previsto por el FMI y el 2,1% previsto por el Gobierno de España y la Unión Europea. El resto de las previsiones se sitúan entre estos valores, 1,4% según el Banco de España, 1,5% según la OCDE y 1,9% según FUNCAS.

A pesar de la evolución menos favorable prevista por los agentes para la economía, en 2023 se espera una leve recuperación de la demanda (0,9%) en contraposición con la reducción de la demanda prevista para el cierre de 2022 (-1,4%). Estas previsiones han sido elaboradas teniendo en cuenta tanto las previsiones del Operador del Sistema (1,5% para el cierre de 2022 y +0,4% para 2023) como de las empresas distribuidoras (-2,6% para el cierre de 2022 y +0,8% para 2023), así como las previsiones económicas elaboradas por distintos agentes. Cabe señalar que, si bien la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2023 aumenta más que la demanda del escenario superior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (+0,6%), en términos de energía está alineada con el escenario inferior previsto por el operador del sistema para el ejercicio 2023 (254.521 GWh).

Se estima que en 2023 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.22 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema Nacional**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>30.071.321</b>	<b>144.574</b>	<b>143.518</b>	<b>145.025</b>	<b>20.436</b>	<b>20.439</b>	<b>20.441</b>	<b>23.160</b>	<b>23.974</b>	<b>23.349</b>	<b>38.768</b>	<b>4.944</b>	<b>1.877</b>	<b>15.015</b>	<b>107.928</b>
2.0 TD	29.263.674	124.632	124.630	124.681	-	-	-	-	19.871	18.506	34.247	-	-	-	72.625
3.0 TD	806.346	19.700	18.648	20.100	20.193	20.195	20.198	22.914	4.098	4.838	4.515	4.939	1.875	15.001	35.267
3.0 TDVE	1.301	242	239	243	243	243	243	246	4	5	5	5	2	14	35
<b>Alta tensión</b>	<b>121.318</b>	<b>26.557</b>	<b>24.892</b>	<b>26.061</b>	<b>28.294</b>	<b>28.634</b>	<b>28.836</b>	<b>40.032</b>	<b>10.987</b>	<b>14.328</b>	<b>13.988</b>	<b>15.771</b>	<b>6.530</b>	<b>60.779</b>	<b>122.383</b>
6.1 TD	115.789	17.159	16.268	16.977	17.930	18.060	18.182	26.371	6.923	8.701	8.555	9.536	3.839	32.625	70.180
6.1 TDVE	36	6	6	6	6	6	6	18	2	3	5	4	1	11	26
6.2 TD	3.956	4.137	3.867	4.003	4.473	4.514	4.550	6.006	1.972	2.636	2.493	2.842	1.210	11.452	22.604
6.3 TD	600	1.857	1.736	1.796	1.994	2.012	2.019	2.580	844	1.157	1.142	1.315	562	6.174	11.195
6.4 TD	937	3.399	3.015	3.279	3.891	4.043	4.080	5.057	1.246	1.831	1.794	2.074	918	10.517	18.380
<b>Total</b>	<b>30.192.639</b>	<b>171.131</b>	<b>168.409</b>	<b>171.086</b>	<b>48.730</b>	<b>49.073</b>	<b>49.277</b>	<b>63.192</b>	<b>34.961</b>	<b>37.678</b>	<b>52.756</b>	<b>20.715</b>	<b>8.407</b>	<b>75.795</b>	<b>230.311</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	3.865								730	981	25.151	0	0	1	26.863
3.0 TDA	685								456	438	472	561	283	1.397	3.607
6.1 TDA	28								4	5	5	6	2	3	25
6.2 TDA	6								0	1	0	1	1	6	9
6.3 TDA	1								2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4.585</b>								<b>3.653</b>	<b>5.800</b>	<b>30.864</b>	<b>5.406</b>	<b>2.244</b>	<b>18.649</b>	<b>66.617</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.23 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema Peninsular**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>28.037.862</b>	<b>133.545</b>	<b>132.535</b>	<b>133.966</b>	<b>18.708</b>	<b>18.710</b>	<b>18.712</b>	<b>21.187</b>	<b>21.883</b>	<b>21.341</b>	<b>35.572</b>	<b>4.530</b>	<b>1.706</b>	<b>13.468</b>	<b>98.500</b>
2.0 TD	27.293.664	115.337	115.335	115.384	-	-	-	-	18.255	17.011	31.435	-	-	-	66.701
3.0 TD	742.941	17.967	16.961	18.340	18.465	18.468	18.470	20.942	3.624	4.326	4.131	4.525	1.704	13.455	31.765
3.0 TDVE	1.258	241	238	242	242	242	242	245	4	5	5	5	2	14	35
<b>Alta tensión</b>	<b>117.654</b>	<b>25.510</b>	<b>23.875</b>	<b>25.011</b>	<b>27.236</b>	<b>27.572</b>	<b>27.769</b>	<b>38.527</b>	<b>10.422</b>	<b>13.749</b>	<b>13.489</b>	<b>15.286</b>	<b>6.315</b>	<b>58.580</b>	<b>117.840</b>
6.1 TD	112.196	16.169	15.305	15.984	16.930	17.055	17.174	24.989	6.384	8.151	8.079	9.077	3.637	30.594	65.923
6.1 TDVE	36	6	6	6	6	6	6	18	2	3	5	4	1	11	26
6.2 TD	3.897	4.088	3.821	3.954	4.424	4.464	4.499	5.917	1.948	2.608	2.470	2.816	1.197	11.298	22.336
6.3 TD	597	1.856	1.735	1.795	1.992	2.011	2.017	2.576	844	1.157	1.142	1.315	562	6.173	11.194
6.4 TD	928	3.392	3.009	3.272	3.884	4.036	4.072	5.025	1.244	1.830	1.793	2.073	917	10.503	18.361
<b>Total</b>	<b>28.155.517</b>	<b>159.056</b>	<b>156.409</b>	<b>158.977</b>	<b>45.944</b>	<b>46.282</b>	<b>46.481</b>	<b>59.713</b>	<b>32.305</b>	<b>35.091</b>	<b>49.061</b>	<b>19.816</b>	<b>8.021</b>	<b>72.048</b>	<b>216.340</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	3.635								696	574	302	0	0	1	1.573
3.0 TDA	639								307	284	340	414	224	882	2.450
6.1 TDA	28								4	5	5	6	2	3	25
6.2 TDA	6								0	1	0	1	1	6	9
6.3 TDA	1								2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4.309</b>								<b>3.470</b>	<b>5.239</b>	<b>5.882</b>	<b>5.260</b>	<b>2.185</b>	<b>18.133</b>	<b>40.170</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.24 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema balear**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>734.119</b>	<b>4.668</b>	<b>4.625</b>	<b>4.685</b>	<b>888</b>	<b>888</b>	<b>889</b>	<b>1.027</b>	<b>939</b>	<b>908</b>	<b>1.367</b>	<b>186</b>	<b>79</b>	<b>763</b>	<b>4.242</b>
2.0 TD	698.119	3.799	3.799	3.801	-	-	-	-	677	631	1.197	-	-	-	2.505
3.0 TD	35.961	869	825	883	887	888	888	1.026	262	277	170	186	79	762	1.737
3.0 TDVE	39	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Alta tensión</b>	<b>1.245</b>	<b>359</b>	<b>349</b>	<b>359</b>	<b>362</b>	<b>365</b>	<b>366</b>	<b>546</b>	<b>214</b>	<b>224</b>	<b>121</b>	<b>131</b>	<b>59</b>	<b>665</b>	<b>1.414</b>
6.1 TD	1.234	328	320	328	331	334	334	493	201	210	112	120	53	593	1.289
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	6	23	22	23	24	24	24	35	12	12	8	10	6	64	113
6.3 TD	2	1	1	1	1	1	1	3	0	0	0	0	0	0	1
6.4 TD	3	7	6	7	7	7	7	15	1	1	1	1	0	7	12
<b>Total</b>	<b>735.363</b>	<b>5.027</b>	<b>4.974</b>	<b>5.044</b>	<b>1.251</b>	<b>1.254</b>	<b>1.254</b>	<b>1.573</b>	<b>1.154</b>	<b>1.132</b>	<b>1.488</b>	<b>317</b>	<b>138</b>	<b>1.427</b>	<b>5.656</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	130								9	9	8	0	0	0	26
3.0 TDA	28								20	15	5	4	0	21	65
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>158</b>								<b>29</b>	<b>24</b>	<b>14</b>	<b>4</b>	<b>0</b>	<b>21</b>	<b>92</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.25 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema canario**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>1.233.585</b>	<b>6.016</b>	<b>6.003</b>	<b>6.018</b>	<b>805</b>	<b>805</b>	<b>805</b>	<b>909</b>	<b>1.097</b>	<b>1.049</b>	<b>1.750</b>	<b>216</b>	<b>88</b>	<b>740</b>	<b>4.940</b>
2.0 TD	1.208.583	5.213	5.213	5.214	-	-	-	-	896	827	1.549	-	-	-	3.273
3.0 TD	24.998	803	789	804	805	805	909	200	222	201	216	88	740	1.668	
3.0 TDVE	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Alta tensión</b>	<b>2.300</b>	<b>651</b>	<b>632</b>	<b>654</b>	<b>659</b>	<b>661</b>	<b>916</b>	<b>338</b>	<b>340</b>	<b>364</b>	<b>340</b>	<b>149</b>	<b>1.465</b>	<b>2.996</b>	
6.1 TD	2.240	625	606	628	633	635	846	326	325	349	324	142	1.368	2.834	
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
6.2 TD	52	26	25	26	26	26	27	53	12	15	14	16	7	154	
6.3 TD	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
6.4 TD	6	1	0	0	0	0	1	16	0	0	0	0	7	7	
<b>Total</b>	<b>1.235.885</b>	<b>6.668</b>	<b>6.635</b>	<b>6.672</b>	<b>1.464</b>	<b>1.466</b>	<b>1.470</b>	<b>1.825</b>	<b>1.435</b>	<b>1.389</b>	<b>2.114</b>	<b>556</b>	<b>238</b>	<b>2.205</b>	<b>7.936</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	90								6	381	24.812	-	-	-	25.199
3.0 TDA	15								120	129	119	132	54	445	999
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>105</b>								<b>126</b>	<b>510</b>	<b>24.930</b>	<b>132</b>	<b>54</b>	<b>445</b>	<b>26.198</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.26 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema ceutí**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>31.891</b>	<b>159</b>	<b>171</b>	<b>171</b>	-	-	-	-	<b>26</b>	<b>25</b>	<b>38</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>25</b>	<b>124</b>
2.0 TD	30.667	133	133	133	-	-	-	-	20	17	31	-	-	-	69
3.0 TD	1.223	26	38	38	-	-	-	-	6	8	7	6	2	25	55
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>53</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>3</b>	<b>33</b>	<b>65</b>
6.1 TD	53	16	16	16	16	16	16	20	7	8	8	7	3	33	65
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>31.944</b>	<b>175</b>	<b>186</b>	<b>187</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>33</b>	<b>33</b>	<b>46</b>	<b>13</b>	<b>5</b>	<b>59</b>	<b>188</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.0 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.1 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.27 Número de clientes, potencia contratada y energía consumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso prevista para el año 2023. Sistema melillense**

**(A) Previsión 2023 CNMC**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (MW)	Potencia contratada por periodo horario (MW)						Energía consumida por periodo horario (GWh)						
			Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>33.864</b>	<b>185</b>	<b>185</b>	<b>185</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>35</b>	<b>37</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>40</b>	<b>6</b>	<b>2</b>	<b>19</b>	<b>122</b>
2.0 TD	32.641	150	150	150	-	-	-	-	23	20	35	-	-	-	78
3.0 TD	1.223	35	35	35	35	35	35	37	5	6	5	6	2	19	44
3.0 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Alta tensión</b>	<b>66</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>6</b>	<b>8</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>3</b>	<b>36</b>	<b>68</b>
6.1 TD	66	21	21	21	21	21	21	24	6	8	7	8	3	36	68
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.3 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6.4 TD	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>33.930</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>206</b>	<b>56</b>	<b>56</b>	<b>56</b>	<b>61</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>47</b>	<b>14</b>	<b>6</b>	<b>56</b>	<b>190</b>

**(B) Autoconsumo a través de red**

Peajes	Nº suministros (promedio anual)	Potencia facturada (kW)	Potencia Contratada (kW)						Energía Consumida (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
2.0 TDA	10								19	17	29	-	-	-	65
3.0 TDA	3								8	10	9	11	5	49	92
6.1 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.2 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.3 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
6.4 TDA	-								-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>13</b>								<b>27</b>	<b>27</b>	<b>38</b>	<b>11</b>	<b>5</b>	<b>49</b>	<b>157</b>

Fuente: CNMC

En el **Cuadro I.28** se muestran las previsiones para 2023 de los puntos de suministro acogidos a autoconsumo. Se indica que en su elaboración se ha considerado que el 1% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán 1,7 kW de potencia fotovoltaica y se acogerá a autoconsumo. Para el resto de los suministros se han aplicado los incrementos previstos por las empresas distribuidoras al cierre del ejercicio previsto por la CNMC. Respecto a la potencia facturada se ha considerado que la potencia facturada media por suministro se reduce un 2 % para todos los grupos tarifarios, salvo para el 2.0 TD y 6.1 TD que se han considerado las variaciones implícitas en las previsiones de las empresas distribuidoras. En cuanto a la energía consumida de la red se ha considerado que la energía consumida de la red media por suministro media se reduce un 0,3% para todos los grupos tarifarios, salvo para el 6.1 TD y 6.4 TD que se han considerado las variaciones implícitas en las previsiones de las empresas distribuidoras. La previsión para la energía vertida se ha configurado con base en la información aportada por las empresas distribuidoras.

Se indica que se prevé un incremento del número de suministros de un 119% con respecto a 2022, en línea con las previsiones de las empresas distribuidoras, y un incremento de la energía autoconsumida del 112%. Analizando los datos por peaje de acceso, se prevé que los consumidores conectados en baja tensión y en el grupo tarifario 6.1 TD presenten mayores crecimientos que el resto de los consumidores.

**Cuadro I.28 Previsión del número de clientes, potencia facturada, energía consumida de la red, energía autoconsumida y energía vertida para 2023**

Previsión Año 2022

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>138.922</b>	<b>938.262</b>	<b>950.994</b>	<b>440.123</b>	<b>31,6%</b>	<b>298.761</b>
2.0 TD	132.688	734.004	553.459	197.915	26,3%	241.186
3.0 TD	6.234	204.257	397.535	242.209	37,9%	57.575
<b>Alta tensión</b>	<b>1.999</b>	<b>1.041.171</b>	<b>3.427.011</b>	<b>2.442.749</b>	<b>41,6%</b>	<b>3.005.536</b>
6.1 TD	1.834	585.683	1.609.017	1.308.775	44,9%	1.521.140
6.2 TD	133	175.648	637.964	541.936	45,9%	1.134.966
6.3 TD	22	181.820	689.549	488.346	41,5%	172.552
6.4 TD	9	98.019	490.481	103.692	17,5%	176.878
<b>Total</b>	<b>140.920</b>	<b>1.979.432</b>	<b>4.378.004</b>	<b>2.882.873</b>	<b>39,7%</b>	<b>3.304.297</b>

Previsión Año 2023

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>303.333</b>	<b>1.776.524</b>	<b>1.981.900</b>	<b>1.202.675</b>	<b>37,8%</b>	<b>546.591</b>
2.0 TD	291.401	1.388.973	1.211.907	728.433	37,5%	462.156
3.0 TD	11.932	387.551	769.993	474.242	38,1%	84.434
<b>Alta tensión</b>	<b>4.578</b>	<b>1.925.186</b>	<b>6.383.993</b>	<b>4.921.351</b>	<b>43,5%</b>	<b>4.553.649</b>
6.1 TD	4.333	1.229.453	3.318.264	3.087.677	48,2%	2.486.329
6.2 TD	195	251.452	871.564	639.455	42,3%	1.513.752
6.3 TD	36	294.855	1.470.106	1.041.145	41,5%	280.800
6.4 TD	14	149.425	724.058	153.073	17,5%	272.768
<b>Total</b>	<b>307.911</b>	<b>3.701.709</b>	<b>8.365.892</b>	<b>6.124.026</b>	<b>42,3%</b>	<b>5.100.240</b>

Incremento Año 2023/Año 2022

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>118,3%</b>	<b>89,3%</b>	<b>108,4%</b>	<b>173,3%</b>	<b>19,4%</b>	<b>83,0%</b>
2.0 TD	119,6%	89,2%	119,0%	268,1%	42,5%	91,6%
3.0 TD	91,4%	89,7%	93,7%	95,8%	0,7%	46,7%
<b>Alta tensión</b>	<b>129,0%</b>	<b>84,9%</b>	<b>86,3%</b>	<b>101,5%</b>	<b>4,6%</b>	<b>51,5%</b>
6.1 TD	136,2%	109,9%	106,2%	135,9%	7,5%	63,5%
6.2 TD	46,3%	43,2%	36,6%	18,0%	-7,9%	33,4%
6.3 TD	63,8%	62,2%	113,2%	113,2%	0,0%	62,7%
6.4 TD	55,6%	52,4%	47,6%	47,6%	0,0%	54,2%
<b>Total</b>	<b>118,5%</b>	<b>87,0%</b>	<b>91,1%</b>	<b>112,4%</b>	<b>6,4%</b>	<b>54,4%</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, la demanda en b.c. prevista para el ejercicio 2023 (254.679 GWh) se ha obtenido aplicando el mismo criterio que el utilizado para determinar la demanda del ejercicio 2022 (véase Cuadro I.29).

**Cuadro I.29 Previsión de la demanda en b.c. para 2023**

Sistema	Previsión CNMC de cierre 2022		Previsión CNMC 2023	
	GWh	% variación 22 respecto 21	GWh	% variación 23 respecto 22
<b>Peninsular</b>	<b>237.650</b>	<b>-1,8%</b>	<b>239.772</b>	<b>0,9%</b>
<b>No peninsular</b>	<b>14.824</b>	<b>5,3%</b>	<b>14.925</b>	<b>0,7%</b>
Baleares	6.028	8,6%	6.063	0,6%
Canarias	8.396	3,4%	8.460	0,8%
Ceuta	202	2,7%	204	0,8%
Melilla	198	-3,8%	198	0,1%
<b>Total Nacional</b>	<b>252.474</b>	<b>-1,4%</b>	<b>254.697</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: CNMC

## IV. PREVISIÓN 2024-2025

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

En el Cuadro I.30 se muestra la previsión de la demanda en b.c. del Operador del Sistema para el periodo 2024-2025. Según las previsiones del operador del sistema, la demanda registrará un incremento del 2,9% y 2,8% respectivamente en los dos últimos años del periodo regulatorio.

Según ha indicado el operador del sistema en sus previsiones, se ha considerado para el año 2023 la demanda prevista por Red Eléctrica y para los años 2025 y 2030 la de los escenarios Objetivo PNIEC. El resto de los años (2024 y 2026 a 2029) se obtienen como interpolación lineal de los 3. Así mismo ha indicado que para el final del período regulatorio no ha considerado las tensiones actuales en los mercados energéticos debido a la incertidumbre en el largo plazo.

**Cuadro I.30 Previsión del OS en el periodo 2024-2025**

<b>Demanda b.c. (GWh)</b>	<b>Previsión 2024</b>	<b>Previsión 2025</b>
<b>Peninsular</b>	<b>252.129</b>	<b>258.684</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>16.334</b>	<b>17.187</b>
Baleares	6.198	6.201
Canarias	9.707	10.539
Ceuta	215	225
Melilla	213	222
<b>Demanda redes</b>	<b>268.463</b>	<b>275.871</b>

<b>% variación año anterior</b>	<b>Previsión 2024</b>	<b>Previsión 2025</b>
<b>Peninsular</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,6%</b>
<b>Extrapeninsular</b>	<b>6,5%</b>	<b>5,2%</b>
Baleares	0,6%	0,0%
Canarias	10,6%	8,6%
Ceuta	5,1%	4,7%
Melilla	4,9%	4,1%
<b>Demanda nacional</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,8%</b>

Fuente: OS

## 2. Previsión de la demanda en consumo de las empresas distribuidoras

En el Cuadro I.31 se muestra la evolución del número de suministros, potencia facturada y consumo prevista por las empresas distribuidoras en el periodo 2024-2025. 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 alta tensión, e inferiores en el caso de los consumidores conectados en baja 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 0,5% en el año 2024 (baja tensión 0,4% y alta tensión 1,2%) y el 0,4% en el año 2025 (baja tensión 0,3% y alta tensión 0,8%). Finalmente, prevén incrementos del consumo del 1,1% en el año 2024 y del 0,9% en 2025, si bien, como se ha señalado anteriormente los incrementos de la demanda de baja tensión (0,9% en 2024 y 0,8% en 2025) son inferiores a los incrementos de la demanda de los consumidores conectados en alta tensión (1,2% en 2024, y 1,0% en 2025).

**Cuadro I.31 Previsión en el periodo 2024-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras**

Peaje T&D	2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)	Clientes	Potencia facturada (MW)	Consumo (GWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>29.835.617</b>	<b>146.724</b>	<b>107.421</b>	<b>29.958.595</b>	<b>147.158</b>	<b>108.286</b>
2.0 TD	29.032.976	125.806	72.719	29.152.471	126.046	73.270
3.0 TD	800.775	20.822	34.688	803.797	20.991	34.998
3.0 TDVE	1.866	96	15	2.328	121	19
<b>Alta tensión</b>	<b>122.330</b>	<b>27.779</b>	<b>122.632</b>	<b>124.505</b>	<b>28.008</b>	<b>123.841</b>
6.1 TD	116.757	17.925	70.044	118.858	18.075	70.751
6.1 TDVE	32	8	3	39	10	3
6.2 TD	4.005	4.367	22.954	4.057	4.407	23.164
6.3 TD	586	1.929	11.040	592	1.946	11.184
6.4 TD	949	3.550	18.592	958	3.570	18.739
<b>Total</b>	<b>29.957.946</b>	<b>174.503</b>	<b>230.053</b>	<b>30.083.100</b>	<b>175.165</b>	<b>232.127</b>

Peaje T&D	2024			2025		
	Clientes	Potencia facturada	Consumo	Clientes	Potencia facturada	Consumo
<b>Baja tensión</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,9%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,8%</b>
2.0 TD	0,4%	0,2%	0,9%	0,4%	0,2%	0,8%
3.0 TD	0,5%	1,1%	1,0%	0,4%	0,8%	0,9%
3.0 TDVE	33,8%	34,7%	28,5%	24,8%	26,2%	25,8%
<b>Alta tensión</b>	<b>2,1%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,8%</b>	<b>1,0%</b>
6.1 TD	2,1%	1,2%	1,2%	1,8%	0,8%	1,0%
6.1 TDVE	31,9%	36,4%	31,3%	21,6%	25,2%	22,3%
6.2 TD	1,8%	1,4%	1,1%	1,3%	0,9%	0,9%
6.3 TD	1,4%	1,4%	1,6%	1,2%	0,9%	1,3%
6.4 TD	1,3%	0,9%	1,0%	0,9%	0,6%	0,8%
<b>Total</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,4%</b>	<b>0,9%</b>

Fuente: Empresas

En el Cuadro I.32, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el 2024 y 2025 del autoconsumo de instalaciones próximas a través de red. Se puede observar que el número de suministros se incrementan un 128% en 2024 y un 187,4% en 2025, mientras que la energía autoconsumida a través de instalaciones próximas se incrementa en un 108,1% en 2024 y un 181,6%.

**Cuadro I.32 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros y energía autoconsumida por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el periodo 2024-2025 y tasas de variación (%) por las empresas distribuidoras**

Peaje T&D	2024		2025	
	Clientes	Consumo (MWh)	Clientes	Consumo (MWh)
<b>Baja tensión</b>	<b>10.420</b>	<b>103.060</b>	<b>30.011</b>	<b>355.819</b>
2.0 TD	9.358	90.357	28.024	314.836
3.0 TD	1.062	12.703	1.987	40.984
<b>Alta tensión</b>	<b>35</b>	<b>36.181</b>	<b>36</b>	<b>36.224</b>
6.1 TD	28	56	29	99
6.2 TD	6	12	6	12
6.3 TD	1	36.113	1	36.113
6.4 TD	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>10.455</b>	<b>139.241</b>	<b>30.047</b>	<b>392.043</b>

Peaje T&D	2024		2025	
	Clientes	Consumo	Clientes	Consumo
<b>Baja tensión</b>	<b>129,0%</b>	<b>235,0%</b>	<b>188,0%</b>	<b>245,3%</b>
2.0 TD	142,1%	247,0%	199,5%	248,4%
3.0 TD	55,1%	169,1%	87,1%	222,6%
<b>Alta tensión</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,8%</b>	<b>0,1%</b>
6.1 TD	1,0%	75,0%	1,0%	75,0%
6.2 TD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.3 TD	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
6.4 TD				
<b>Total</b>	<b>128,0%</b>	<b>108,1%</b>	<b>187,4%</b>	<b>181,6%</b>

Fuente: Empresas

Por último, a continuación, se presenta la previsión de las empresas distribuidoras para el periodo 2024- 2025 del número de suministros con autoconsumo, su potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso. Se puede observar que prevén un incremento del número de suministros de un 93,9 % en 2024 y de un 86,9 % en 2025, mientras prevén que la potencia facturada se incremente un 67,0% en 2024 y un 60,8 % en 2025, la energía consumida de la red se incremente en un 54,1% en 2024 y un 46,5 % en 2025 y la energía vertida un 47,5% en 2024 y un 37,5 % en 2025.

**Cuadro I.33 Previsión de las empresas distribuidoras del número de suministros con autoconsumo, potencia facturada, energía consumida de la red y energía vertida, desagregada por peaje de acceso para el periodo 2024-2025**

Peajes	2024				2025			
	Nº suministros (1)	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW) (2)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)	Nº suministros (1)	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW) (2)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
<b>BAJA TENSION</b>	<b>498.719</b>	<b>3.339.613</b>	<b>2.939.219</b>	<b>960.621</b>	<b>935.467</b>	<b>6.134.544</b>	<b>4.980.709</b>	<b>1.682.812</b>
2.0 TD	478.691	2.163.246	1.401.293	821.367	901.076	3.963.149	2.566.400	1.474.962
3.0 TD	20.020	1.176.367	1.537.216	139.144	34.382	2.171.394	2.413.599	207.741
3.0 TDVE	8	-	710	110	8	-	710	110
<b>ALTA TENSION</b>	<b>8.352</b>	<b>4.133.570</b>	<b>9.895.760</b>	<b>6.561.943</b>	<b>12.114</b>	<b>5.885.283</b>	<b>13.819.792</b>	<b>8.657.726</b>
6.1 TD	8.088	2.416.964	6.085.897	3.819.798	11.773	3.613.492	8.619.559	5.332.715
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	191	866.527	1.729.183	1.933.276	234	1.120.281	2.301.768	2.143.666
6.3 TD	50	286.288	1.031.488	383.212	71	319.385	1.349.914	553.099
6.4 TD	23	563.791	1.049.193	425.657	37	832.124	1.548.550	628.246
<b>TOTAL</b>	<b>507.071</b>	<b>7.473.183</b>	<b>12.834.979</b>	<b>7.522.564</b>	<b>947.581</b>	<b>12.019.827</b>	<b>18.800.501</b>	<b>10.340.539</b>

Peajes	2024				2025			
	Nº Clientes (1)	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW) (2)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)	Nº Clientes (1)	Potencia facturada por la energía suministrada de la red (kW) (2)	Energía consumida de la red (MWh)	Energía vertida (MWh)
<b>BAJA TENSION</b>	<b>94,7%</b>	<b>93,1%</b>	<b>83,7%</b>	<b>75,7%</b>	<b>87,6%</b>	<b>83,7%</b>	<b>69,5%</b>	<b>75,2%</b>
2.0 TD	95,1%	87,6%	85,8%	77,7%	88,2%	83,2%	83,1%	79,6%
3.0 TD	86,0%	104,1%	81,8%	64,8%	71,7%	84,6%	57,0%	49,3%
3.0 TDVE	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,0%	-	0,0%	0,0%
<b>ALTA TENSION</b>	<b>55,4%</b>	<b>50,5%</b>	<b>47,1%</b>	<b>44,1%</b>	<b>45,0%</b>	<b>42,4%</b>	<b>39,7%</b>	<b>31,9%</b>
6.1 TD	56,4%	62,2%	54,9%	53,6%	45,6%	49,5%	41,6%	39,6%
6.1 TDVE	-	-	-	-	-	-	-	-
6.2 TD	24,3%	32,4%	33,3%	27,7%	22,0%	29,3%	33,1%	10,9%
6.3 TD	34,7%	19,0%	24,6%	36,5%	42,5%	11,6%	30,9%	44,3%
6.4 TD	73,4%	56,1%	56,1%	56,1%	64,0%	47,6%	47,6%	47,6%
<b>TOTAL</b>	<b>93,9%</b>	<b>67,0%</b>	<b>54,1%</b>	<b>47,5%</b>	<b>86,9%</b>	<b>60,8%</b>	<b>46,5%</b>	<b>37,5%</b>

Fuente: Empresas

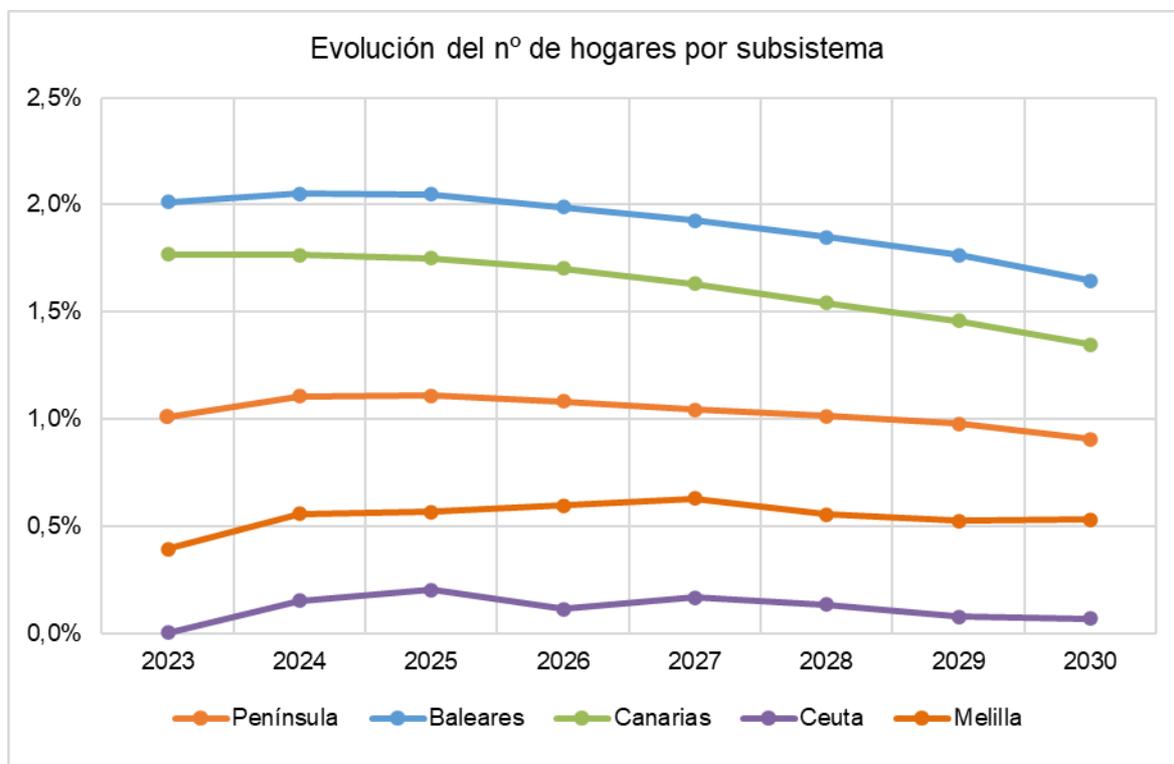
### 3. Previsión de la demanda en b.c. y en consumo de la CNMC

A continuación, se muestran la previsión de la demanda en barras de central y en consumo de la CNMC para el periodo regulatorio 2024-2025.

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 2024-2025.

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 1,1% en el subsistema peninsular, un 2,0% en el subsistema balear, un 1,8% en el subsistema canario, un 0,7% en el subsistema ceutí un 0,1% 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 2022-2035

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:

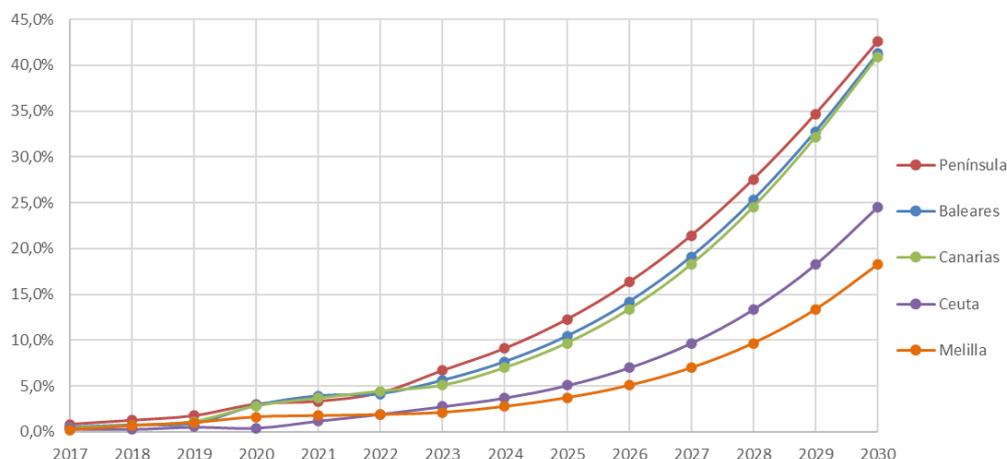
- El parque móvil de vehículos ligeros continuará creciendo hasta el 2025 siendo el incremento decreciente durante el periodo de previsión motivado

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 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, balear y canario y más lenta en el resto de subsistemas.
- Se estima que, en 2030 habrá alrededor de 2,3 millones de vehículos eléctricos, lo que supondría un 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.

Bajo estas hipótesis se estima que en 2025 habrá, aproximadamente, 570.000 vehículos eléctricos, lo que tendrá un impacto en la demanda consumida de 760 GWh y en la potencia contratada de 373 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 anualmente el 1,25% de los suministros con potencia inferior a 15 kW instalarán bombas de calor que cumplan con los requisitos de la Directiva (UE) 2018/2001, de forma que el 18% de los hogares dispondrán de bomba de calor renovables 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 0,6 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 6,5% del total de la demanda nacional en consumo en 2025.

Respecto de las medidas de **eficiencia energética** 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 2024 y 2025 se producirán incrementos de la demanda no doméstica en línea con las previsiones del crecimiento económico. En particular, se considera un crecimiento del PIB del 1,6% en 2024 y 2025.

A partir del 2024, se estima que la demanda asociada a los sectores químico, minero, alimentación, textil y calzado, energético transporte y resto 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 construcción, agricultura, metalúrgica, papelería, automovilístico y el sector servicios presentarán reducciones de demanda como consecuencia de la adopción de medidas de eficiencia energética y penetración del autoconsumo.

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 2024 a 2025 resultado de considerar las hipótesis anteriores. En particular, en el Cuadro I.34 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.35 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 2024-2025. Por último, en el Cuadro I.36 se muestran las previsiones del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el periodo 2024-2025.

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 5,9% en 2025.

**Cuadro I.34 Demanda en consumo de la redes, autoconsumo y demanda b.c. Previsión en el periodo 2024-2025 de la CNMC**

**1. Demanda en consumo**

Demanda en consumo extraída de las redes (GWh)	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>216.970</b>	<b>218.185</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>14.053</b>	<b>14.124</b>
Baleares	5.687	5.713
Canarias	7.987	8.031
Ceuta	189	189
Melilla	190	191
<b>Demanda nacional</b>	<b>231.022</b>	<b>232.309</b>

% variación demanda en consumo extraída de las redes	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,6%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>
Baleares	0,6%	0,5%
Canarias	0,6%	0,6%
Ceuta	0,1%	0,5%
Melilla	0,2%	0,5%
<b>Demanda nacional</b>	<b>0,3%</b>	<b>0,6%</b>

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

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

Demanda en b.c. de las redes (GWh)	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>240.113</b>	<b>241.240</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>15.013</b>	<b>15.089</b>
Baleares	6.097	6.125
Canarias	8.513	8.560
Ceuta	204	205
Melilla	198	199
<b>Demanda de redes</b>	<b>255.125</b>	<b>256.329</b>

% variación demanda en b.c.	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>0,1%</b>	<b>0,5%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>0,6%</b>	<b>0,5%</b>
Baleares	0,6%	0,5%
Canarias	0,6%	0,6%
Ceuta	0,1%	0,5%
Melilla	0,2%	0,5%
<b>Demanda nacional</b>	<b>0,2%</b>	<b>0,5%</b>

## 2.2 Demanda autogenerada

Autoconsumo (GWh)	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>9.934</b>	<b>15.094</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>691</b>	<b>1.003</b>
Baleares	425	629
Canarias	266	373
Ceuta	0	0
Melilla	0	1
<b>Demanda nacional</b>	<b>10.626</b>	<b>16.097</b>

% variación Autoconsumo	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>73,6%</b>	<b>51,9%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>72,5%</b>	<b>45,0%</b>
Baleares	77,5%	47,9%
Canarias	65,0%	40,3%
Ceuta	115,1%	87,3%
Melilla	210,0%	120,9%
<b>Demanda nacional</b>	<b>73,5%</b>	<b>51,5%</b>

## 2.3 Demanda nacional en b.c.

Demanda nacional b.c. (GWh)	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>250.047</b>	<b>256.333</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>15.704</b>	<b>16.092</b>
Baleares	6.522	6.754
Canarias	8.779	8.933
Ceuta	204	205
Melilla	199	200
<b>Demanda nacional</b>	<b>265.751</b>	<b>272.425</b>

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

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

### 3. Pérdidas implícitas de redes

Pérdidas implícitas (%)	2024	2025
<b>Peninsular</b>	<b>10,7%</b>	<b>10,6%</b>
<b>Extrapeeninsular</b>	<b>6,8%</b>	<b>6,8%</b>
Baleares	7,2%	7,2%
Canarias	6,6%	6,6%
Ceuta	8,1%	8,1%
Melilla	4,3%	4,3%
<b>Demanda nacional</b>	<b>10,4%</b>	<b>10,3%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.35 Previsión de la demanda en consumo de la CNMC en el periodo 2024-2025**

Sistema Nacional. Año 2024														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>30.296.985</b>	<b>144.017.051</b>	<b>145.529.190</b>	<b>20.568.578</b>	<b>20.571.224</b>	<b>20.573.431</b>	<b>23.299.295</b>	<b>23.946.389</b>	<b>23.329.620</b>	<b>38.707.915</b>	<b>4.971.323</b>	<b>1.887.491</b>	<b>15.096.337</b>	<b>107.939.076</b>
2.0 TD	29.484.932	125.002.174	125.053.340	-	-	-	-	19.822.188	18.460.083	34.162.903	-	-	-	72.445.173
3.0 TD	810.185	18.693.496	20.149.151	20.241.787	20.244.431	20.246.639	22.969.646	4.119.362	4.863.307	4.538.108	4.964.819	1.885.033	15.078.527	35.449.156
3.0 TDVE	1.868	321.382	326.699	326.791	326.792	326.792	329.649	4.840	6.231	6.904	6.504	2.458	17.810	44.747
<b>Alta tensión</b>	<b>122.744</b>	<b>25.021.834</b>	<b>26.196.208</b>	<b>28.439.597</b>	<b>28.780.844</b>	<b>28.983.482</b>	<b>40.248.393</b>	<b>11.051.438</b>	<b>14.412.103</b>	<b>14.067.597</b>	<b>15.862.154</b>	<b>6.567.744</b>	<b>61.122.346</b>	<b>123.083.382</b>
6.1 TD	117.153	16.360.692	17.073.468	18.032.793	18.162.944	18.285.745	26.522.643	6.965.536	8.754.849	8.607.635	9.594.979	3.862.689	32.825.299	70.610.987
6.1 TDVE	44	10.291	10.369	10.379	10.389	10.411	32.548	295	351	693	593	133	1.550	3.615
6.2 TD	3.997	3.895.965	4.032.369	4.506.416	4.546.907	4.583.309	6.050.072	1.989.317	2.658.788	2.514.663	2.866.689	1.220.432	11.553.362	22.803.250
6.3 TD	614	1.738.249	1.798.948	1.996.571	2.015.027	2.021.694	2.583.690	848.354	1.163.258	1.147.630	1.322.102	565.151	6.205.285	11.251.780
6.4 TD	937	3.016.637	3.281.054	3.893.437	4.045.576	4.082.323	5.059.439	1.247.936	1.834.858	1.796.976	2.077.792	919.338	10.536.851	18.413.750
<b>Total</b>	<b>30.419.729</b>	<b>169.038.885</b>	<b>171.725.399</b>	<b>49.008.175</b>	<b>49.352.068</b>	<b>49.556.913</b>	<b>63.547.688</b>	<b>34.997.827</b>	<b>37.741.723</b>	<b>52.775.513</b>	<b>20.833.478</b>	<b>8.455.235</b>	<b>76.218.683</b>	<b>231.022.458</b>

Sistema Nacional. Año 2025														
Peaje T&D	Nº suministros	Potencia contratada (kW)						Consumo (MWh)						
		Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6	Total
<b>Baja tensión</b>	<b>30.524.966</b>	<b>144.563.339</b>	<b>146.080.056</b>	<b>20.694.684</b>	<b>20.697.335</b>	<b>20.699.548</b>	<b>23.431.793</b>	<b>23.922.556</b>	<b>23.312.942</b>	<b>38.654.443</b>	<b>4.997.540</b>	<b>1.897.423</b>	<b>15.175.142</b>	<b>107.960.046</b>
2.0 TD	29.709.159	125.426.903	125.478.227	-	-	-	-	19.776.931	18.417.842	34.085.182	-	-	-	72.279.955
3.0 TD	813.477	18.732.412	20.191.130	20.283.870	20.286.520	20.288.732	23.017.391	4.139.600	4.887.264	4.560.611	4.989.437	1.894.362	15.152.929	35.624.203
3.0 TDVE	2.330	404.025	410.698	410.814	410.816	410.816	414.402	6.025	7.836	8.650	8.103	3.061	22.213	55.888
<b>Alta tensión</b>	<b>123.487</b>	<b>25.100.651</b>	<b>26.278.294</b>	<b>28.528.395</b>	<b>28.870.447</b>	<b>29.073.710</b>	<b>40.377.538</b>	<b>11.167.993</b>	<b>14.563.415</b>	<b>14.215.754</b>	<b>16.029.296</b>	<b>6.636.254</b>	<b>61.736.575</b>	<b>124.349.287</b>
6.1 TD	117.849	16.407.657	17.122.499	18.084.685	18.215.216	18.338.380	26.599.167	7.045.083	8.855.950	8.707.671	9.707.095	3.907.677	33.204.849	71.428.326
6.1 TDVE	51	12.288	12.382	12.394	12.406	12.432	38.866	344	409	808	691	155	1.807	4.216
6.2 TD	4.027	3.918.952	4.056.162	4.533.035	4.573.768	4.610.380	6.085.675	2.015.768	2.694.159	2.548.127	2.904.838	1.236.667	11.706.895	23.106.454
6.3 TD	624	1.742.413	1.803.257	2.001.354	2.019.854	2.026.537	2.589.875	855.132	1.172.552	1.156.800	1.332.665	569.666	6.254.863	11.341.679
6.4 TD	937	3.019.340	3.283.994	3.896.927	4.049.202	4.085.982	5.063.955	1.251.666	1.840.344	1.802.349	2.084.006	922.088	10.568.160	18.468.613
<b>Total</b>	<b>30.648.452</b>	<b>169.663.990</b>	<b>172.358.350</b>	<b>49.223.079</b>	<b>49.567.783</b>	<b>49.773.258</b>	<b>63.809.331</b>	<b>35.090.549</b>	<b>37.876.357</b>	<b>52.870.197</b>	<b>21.026.836</b>	<b>8.533.677</b>	<b>76.911.717</b>	<b>232.309.333</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro I.36 Previsión de CNMC del número de suministros y energía autoconsumida por periodo horario desagregada por peaje de acceso de instalaciones próximas a través de red para el periodo 2024-2025**

Sistema Nacional. Año 2024								
Peaje T&D	Nº suministros	Consumo (MWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja tensión</b>	<b>10.420</b>	<b>3.759</b>	<b>4.582</b>	<b>88.535</b>	<b>1.509</b>	<b>761</b>	<b>3.763</b>	<b>102.909</b>
2.0 TD	9.358	2.533	3.403	87.263	0	0	2	93.202
3.0 TD	1.062	1.226	1.179	1.271	1.509	761	3.761	9.707
<b>Alta tensión</b>	<b>35</b>	<b>2.470</b>	<b>4.385</b>	<b>5.244</b>	<b>4.850</b>	<b>1.963</b>	<b>17.254</b>	<b>36.166</b>
6.1 TD	28	7	9	9	10	4	5	43
6.2 TD	6	0	1	0	1	1	6	9
6.3 TD	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TD								-
<b>Total</b>	<b>10.455</b>	<b>6.229</b>	<b>8.967</b>	<b>93.779</b>	<b>6.359</b>	<b>2.725</b>	<b>21.017</b>	<b>139.075</b>
Sistema Nacional. Año 2025								
Peaje T&D	Nº suministros	Consumo (MWh)						Total
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6	
<b>Baja tensión</b>	<b>30.011</b>	<b>12.782</b>	<b>15.662</b>	<b>308.156</b>	<b>4.868</b>	<b>2.456</b>	<b>12.142</b>	<b>356.066</b>
2.0 TD	28.024	8.826	11.857	304.054	1	1	7	324.747
3.0 TD	1.987	3.955	3.805	4.102	4.867	2.455	12.135	31.319
<b>Alta tensión</b>	<b>36</b>	<b>2.475</b>	<b>4.391</b>	<b>5.251</b>	<b>4.857</b>	<b>1.966</b>	<b>17.257</b>	<b>36.198</b>
6.1 TD	29	12	15	15	17	7	9	76
6.2 TD	6	0	1	0	1	1	6	9
6.3 TD	1	2.463	4.375	5.235	4.840	1.959	17.242	36.113
6.4 TD								-
<b>Total</b>	<b>30.047</b>	<b>15.257</b>	<b>20.053</b>	<b>313.407</b>	<b>9.726</b>	<b>4.422</b>	<b>29.399</b>	<b>392.264</b>

Fuente: CNMC