



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS  
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

# MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA POR LA QUE SE ESTABLECEN LOS PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, A LAS REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO DE GAS 2024

**RAP/DE/010/22**

30 de mayo de 2023

[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 PEAJES DE ACCESO A LAS REDES DE TRANSPORTE, A LAS REDES LOCALES Y A LAS INFRAESTRUCTURAS DE REGASIFICACIÓN DE GAS PARA EL AÑO DE GAS 2024

## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>1. OBJETO</b> .....	<b>17</b>
<b>2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE</b> .....	<b>17</b>
<b>3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN</b> .....	<b>19</b>
<b>3.1. Comentarios a la propuesta de Resolución</b> .....	<b>20</b>
3.1.1. Observaciones del MITERD .....	20
3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal .....	20
3.1.3. Observaciones de los agentes .....	20
<b>3.2. Análisis de las alegaciones</b> .....	<b>25</b>
3.2.1. Observaciones del MITERD .....	25
3.2.2. Observaciones de los agentes .....	26
<b>4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN</b> .....	<b>29</b>
<b>4.1. Consideraciones previas</b> .....	<b>29</b>
4.1.1. Sobre la información disponible para confeccionar las previsiones .....	30
4.1.2. Sobre el impacto de las medidas de flexibilidad en la contratación .....	31
4.1.3. Sobre la prórroga del mecanismo ibérico .....	31
4.1.4. Sobre la penetración de las renovables .....	32
4.1.5. Sobre la recuperación de la demanda industrial .....	33
4.1.6. Sobre el funcionamiento del parque nuclear francés .....	36
4.1.7. Sobre el impacto de la guerra de Ucrania .....	36
<b>4.2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2023</b> .....	<b>37</b>
<b>4.3. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2024</b> .....	<b>40</b>

<b>5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES.....</b>	<b>43</b>
<b>6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES .....</b>	<b>44</b>
<b>6.1. Año de gas 2022 .....</b>	<b>45</b>
<b>6.2. Previsión de cierre del año de gas 2023 .....</b>	<b>54</b>
<b>6.3. Tratamiento de los desvíos de años anteriores .....</b>	<b>61</b>
<b>7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE.....</b>	<b>64</b>
<b>7.1. Parámetros de la metodología .....</b>	<b>65</b>
7.1.1. Modelo de red de transporte.....	65
7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte .....	65
7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte .....	66
7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida .....	66
7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte .....	67
<b>7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte .....</b>	<b>69</b>
<b>7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad.....</b>	<b>72</b>
7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal.....	72
7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal.....	76
<b>7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen .....</b>	<b>80</b>
<b>7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año .....</b>	<b>80</b>
<b>7.6. Interrumpibilidad .....</b>	<b>84</b>
7.6.1. Peaje interrumpible de entrada a la red de transporte por Francia .....	85
7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte .....	87
<b>7.7. Valoración de la metodología de asignación.....</b>	<b>89</b>
7.7.1. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen .....	89
7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida.....	89
7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales.....	90

<b>7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>94</b>
<b>7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio .....</b>	<b>100</b>
<b>8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES .....</b>	<b>108</b>
<b>8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales.....</b>	<b>108</b>
<b>8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación.....</b>	<b>109</b>
<b>8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste .....</b>	<b>110</b>
<b>8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>135</b>
<b>8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio.....</b>	<b>142</b>
<b>9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN .....</b>	<b>149</b>
<b>9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación .....</b>	<b>149</b>
<b>9.2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento.....</b>	<b>151</b>
<b>9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta.....</b>	<b>156</b>
9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo.....	156
9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios.....	158
<b>9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable.....</b>	<b>165</b>
<b>9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta.....</b>	<b>166</b>
9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual.....	166
9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año.....	179
9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación .....	181
<b>9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior .....</b>	<b>184</b>
<b>9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio.....</b>	<b>188</b>

<b>10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL.....</b>	<b>195</b>
<b>11. OTRAS DISPOSICIONES.....</b>	<b>200</b>
11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales.....	200
11.2. Refacturación de puntos de suministros que a los que tras la reubicación no les es de aplicación la obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado.....	203
11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 19 de mayo de 2022 205	

## ÍNDICE DE CUADROS

<b>Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023.....</b>	<b>39</b>
<b>Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 desagregada por grupo tarifario.....</b>	<b>39</b>
<b>Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2023.....</b>	<b>40</b>
<b>Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de entrada.....</b>	<b>40</b>
<b>Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de salida.....</b>	<b>41</b>
<b>Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024.....</b>	<b>42</b>
<b>Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024, desagregado por grupo tarifario.....</b>	<b>42</b>
<b>Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2023 y 2024.....</b>	<b>43</b>

<b>Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para cierre del año de gas 2023 y 2024 desagregado por punto de entrada .....</b>	<b>43</b>
<b>Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 y 2024, desagregado por punto de salida .....</b>	<b>44</b>
<b>Cuadro 11. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad para el año de gas 2022 y el registrado en la Liquidación 14/2022 .....</b>	<b>46</b>
<b>Cuadro 12. Previsión del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad contratada equivalente registrados en la Liquidación 14/2022, desagregado por punto de salida.....</b>	<b>47</b>
<b>Cuadro 13. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad registrados en la Liquidación 14/2022, desagregados por punto de entrada .....</b>	<b>48</b>
<b>Cuadro 14. Previsión inicial de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 y variables registradas en la Liquidación 14/2022.....</b>	<b>48</b>
<b>Cuadro 15. Previsión inicial los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 e ingresos registrados en la Liquidación 14/2022 .....</b>	<b>49</b>
<b>Cuadro 16. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022.....</b>	<b>50</b>
<b>Cuadro 17. Desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024 .....</b>	<b>51</b>
<b>Cuadro 18. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022, incluyendo los desvíos de ejercicios anteriores incluidos en la Resolución de retribución 2024.....</b>	<b>52</b>
<b>Cuadro 19. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la</b>	

<b>Liquidación 14/2022, considerando los desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024 .....</b>	<b>53</b>
<b>Cuadro 20. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2022 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores .....</b>	<b>54</b>
<b>Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2023.....</b>	<b>57</b>
<b>Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de salida .....</b>	<b>57</b>
<b>Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de entrada .....</b>	<b>58</b>
<b>Cuadro 24. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023.....</b>	<b>59</b>
<b>Cuadro 25. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 ....</b>	<b>60</b>
<b>Cuadro 26. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 ....</b>	<b>61</b>
<b>Cuadro 27. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023.....</b>	<b>62</b>
<b>Cuadro 28. Desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 susceptibles de ser incorporados en la determinación de los peajes del ejercicio 2024 ....</b>	<b>63</b>
<b>Cuadro 29. Variación de la retribución de peajes 2024 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2023 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores.....</b>	<b>64</b>
<b>Cuadro 30. Variación de la retribución de peajes 2025 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2024 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores.....</b>	<b>64</b>

<b>Cuadro 31. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de entrada a la red de transporte.....</b>	<b>69</b>
<b>Cuadro 32. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de salida de la red de transporte.....</b>	<b>70</b>
<b>Cuadro 33. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024.....</b>	<b>72</b>
<b>Cuadro 34. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte .....</b>	<b>73</b>
<b>Cuadro 35. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.....</b>	<b>74</b>
<b>Cuadro 36. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte .....</b>	<b>76</b>
<b>Cuadro 37. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460 .....</b>	<b>77</b>
<b>Cuadro 38. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.....</b>	<b>78</b>
<b>Cuadro 39. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos .....</b>	<b>79</b>
<b>Cuadro 40. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previstos en el artículo 12 de la Circular 6/2020.....</b>	<b>80</b>
<b>Cuadro 41. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2024 .....</b>	<b>80</b>

<b>Cuadro 42. Término variable de transporte. ....</b>	<b>81</b>
<b>Cuadro 43. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte ....</b>	<b>82</b>
<b>Cuadro 44. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales .....</b>	<b>82</b>
<b>Cuadro 45. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales .....</b>	<b>83</b>
<b>Cuadro 46. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023.....</b>	<b>85</b>
<b>Cuadro 47. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023.....</b>	<b>85</b>
<b>Cuadro 48. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia.....</b>	<b>86</b>
<b>Cuadro 49. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia .....</b>	<b>87</b>
<b>Cuadro 50. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la salida de la red de transporte hacia Francia .....</b>	<b>88</b>
<b>Cuadro 51. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de salida hacia Francia .....</b>	<b>89</b>
<b>Cuadro 52. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen .....</b>	<b>90</b>
<b>Cuadro 53. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida .....</b>	<b>91</b>
<b>Cuadro 54. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460 .....</b>	<b>93</b>
<b>Cuadro 55. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a</b>	

usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460.....	93
<b>Cuadro 56. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales .....</b>	<b>94</b>
<b>Cuadro 57. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales.....</b>	<b>94</b>
<b>Cuadro 58. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de entrada .....</b>	<b>96</b>
<b>Cuadro 59. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de salida .....</b>	<b>97</b>
<b>Cuadro 60. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024 .....</b>	<b>98</b>
<b>Cuadro 61. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024 .....</b>	<b>99</b>
<b>Cuadro 62. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024 .....</b>	<b>100</b>
<b>Cuadro 63. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024 .....</b>	<b>101</b>
<b>Cuadro 64. Comparación del término variable del peaje de transporte vigente y resultante para el año de gas 2024 .....</b>	<b>101</b>
<b>Cuadro 67. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio.....</b>	<b>108</b>
<b>Cuadro 68. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2024 .....</b>	<b>110</b>
<b>Cuadro 69. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2024 .....</b>	<b>111</b>

<b>Cuadro 70. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2024.....</b>	<b>112</b>
<b>Cuadro 71. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024 .....</b>	<b>113</b>
<b>Cuadro 72. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024 .....</b>	<b>113</b>
<b>Cuadro 73. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j.....</b>	<b>114</b>
<b>Cuadro 74. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable .....</b>	<b>115</b>
<b>Cuadro 75. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2024 .....</b>	<b>116</b>
<b>Cuadro 76. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024 .....</b>	<b>117</b>
<b>Cuadro 77. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024 .....</b>	<b>118</b>
<b>Cuadro 78. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2024 .....</b>	<b>119</b>
<b>Cuadro 79. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2024 .....</b>	<b>120</b>
<b>Cuadro 80. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año de gas 2024 .....</b>	<b>121</b>
<b>Cuadro 81. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2024 .....</b>	<b>122</b>
<b>Cuadro 82. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año de gas 2024.....</b>	<b>123</b>

<b>Cuadro 83. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2024 .....</b>	<b>124</b>
<b>Cuadro 84. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año de gas 2024 .....</b>	<b>124</b>
<b>Cuadro 85. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2024 .....</b>	<b>125</b>
<b>Cuadro 86. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2024.....</b>	<b>126</b>
<b>Cuadro 87. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2024 .....</b>	<b>127</b>
<b>Cuadro 88. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2024.....</b>	<b>128</b>
<b>Cuadro 89. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio.....</b>	<b>130</b>
<b>Cuadro 90. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2024 .....</b>	<b>131</b>
<b>Cuadro 91. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio.....</b>	<b>133</b>
<b>Cuadro 92. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio.....</b>	<b>134</b>
<b>Cuadro 93. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes .....</b>	<b>135</b>
<b>Cuadro 94. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2024, tras la aplicación del periodo transitorio....</b>	<b>136</b>
<b>Cuadro 95. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024.....</b>	<b>138</b>

<b>Cuadro 96. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024 ....</b>	<b>139</b>
<b>Cuadro 97. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2024 de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 antes de la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>140</b>
<b>Cuadro 98. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 tras la aplicación del periodo transitorio .....</b>	<b>141</b>
<b>Cuadro 99. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio .....</b>	<b>143</b>
<b>Cuadro 100. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio .....</b>	<b>147</b>
<b>Cuadro 101. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2024 .....</b>	<b>151</b>
<b>Cuadro 102. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas....</b>	<b>153</b>
<b>Cuadro 103. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición .....</b>	<b>154</b>
<b>Cuadro 104. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas .....</b>	<b>155</b>
<b>Cuadro 105. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 .....</b>	<b>156</b>
<b>Cuadro 106. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento .....</b>	<b>156</b>
<b>Cuadro 107. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento.....</b>	<b>157</b>
<b>Cuadro 108. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio .....</b>	<b>160</b>
<b>Cuadro 109. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock</b>	

logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias .....	161
<b>Cuadro 110. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado .....</b>	<b>162</b>
<b>Cuadro 111. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga.....</b>	<b>162</b>
<b>Cuadro 112. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL .....</b>	<b>163</b>
<b>Cuadro 113. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red .....</b>	<b>164</b>
<b>Cuadro 114. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico .....</b>	<b>165</b>
<b>Cuadro 115. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&amp;M fijos.....</b>	<b>166</b>
<b>Cuadro 116. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&amp;M variables previstos para de gas 2024 por servicio prestado en la planta.....</b>	<b>167</b>
<b>Cuadro 117. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta .....</b>	<b>168</b>
<b>Cuadro 118. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas .....</b>	<b>169</b>
<b>Cuadro 119. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL.....</b>	<b>170</b>
<b>Cuadro 120. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2024 .....</b>	<b>171</b>
<b>Cuadro 131. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año .....</b>	<b>180</b>
<b>Cuadro 132. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2024 .....</b>	<b>181</b>
<b>Cuadro 133. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario .....</b>	<b>182</b>

<b>Cuadro 134. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2024 .....</b>	<b>183</b>
<b>Cuadro 135. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2024.....</b>	<b>183</b>
<b>Cuadro 136. Asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 por grupo tarifario .....</b>	<b>184</b>
<b>Cuadro 138. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2024 de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 .....</b>	<b>186</b>
<b>Cuadro 139. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024.....</b>	<b>186</b>
<b>Cuadro 141. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 sin descontar las primas .....</b>	<b>187</b>
<b>Cuadro 142. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 descontando las primas .....</b>	<b>188</b>
<b>Cuadro 143. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad .....</b>	<b>189</b>
<b>Cuadro 144. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones .....</b>	<b>190</b>
<b>Cuadro 145. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación .....</b>	<b>194</b>
<b>Cuadro 146. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024...</b>	<b>198</b>
<b>Cuadro 147. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 19</b>	

<b>de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024 .....</b>	<b>200</b>
--	------------

## **ÍNDICE DE GRÁFICOS**

<b>Gráfico 1. Evolución de la previsión de la producción renovable .....</b>	<b>34</b>
<b>Gráfico 2. Evolución de energía eléctrica vertida por la cogeneración .....</b>	<b>36</b>
<b>Gráfico 3. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad.....</b>	<b>74</b>
<b>Gráfico 4. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) entre el 1/1/2022 y el 23/3/2023.....</b>	<b>202</b>

## 1. OBJETO

El objeto de la Memoria es detallar y justificar el cálculo de los precios de los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación aplicables a partir del 1 de octubre de 2023, conforme a lo establecido en el artículo 36 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, 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, redes locales y regasificación de gas natural.

## 2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea en relación con 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. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

En aplicación de lo anterior, el 22 de julio de 2020, el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó la Circular 6/2020 citada.

Por otra parte, el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia debe establecer un periodo transitorio en las citadas metodologías de peajes, de forma que las variaciones resultantes se absorban de manera gradual en un periodo máximo de cuatro años desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.

En aplicación de lo anterior, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, establece la posibilidad de limitar las variaciones de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y a las plantas de regasificación, asegurando en todo caso la suficiencia de los peajes para

recuperar la retribución reconocida a la actividad, durante el periodo transitorio establecido en el citado Real Decreto-ley 1/2019.

El 29 de diciembre de 2020 fue publicado en el Boletín Oficial del Estado el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso.

Conforme a lo previsto en el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero y la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, una vez ha sido establecida la metodología de cargos, en la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

Finalmente, en el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

En aplicación de lo anterior, han sido publicadas en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural y la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2023 (de 1 de octubre de 2022 a 30 de septiembre de 2023) de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural.

Asimismo, se ha sometido a trámite de audiencia pública la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades reguladas

para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 36 de la citada Circular 6/2020, de 22 de julio, 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, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación.

### **3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN**

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 27 de abril de 2023 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos y a las empresas concernidas para alegaciones. Asimismo, en dicha fecha dichos documentos fueron publicados en la página web de la CNMC. El trámite de audiencia finalizó el pasado 16 de mayo de 2023.

Por otra parte, en la misma fecha y de acuerdo con lo establecido en el artículo 28.2 del 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 se ha remitido la propuesta de resolución y sus documentos anexos a las autoridades reguladoras de Francia y Portugal para que emitan informe sobre los aspectos contemplados en el artículo 28.2 del citado Reglamento.

Se han recibido alegaciones a la propuesta de Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (en adelante MITERD), del regulador portugués (ERSE) y de trece agentes a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos y del trámite de audiencia pública, de los cuales cuatro no han formulado observaciones y tres han declarado su alegación confidencial.

## 3.1. Comentarios a la propuesta de Resolución

### 3.1.1. Observaciones del MITERD

El MITERD informa favorablemente la propuesta de resolución dado que los peajes han sido calculados conforme a lo dispuesto en la Circular 6/2020, de 22 de julio, 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, redes locales y regasificación de gas natural.

No obstante, advierte de que, si bien se retrasa al ejercicio 2024 la asignación de los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2022 y se imputan los desvíos de primas de los ejercicios anteriores a 2024, los superávits registrados en la liquidación provisional 14/2022 ya han sido incorporados en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2023, conforme a la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, que regula el procedimiento de liquidaciones.

Adicionalmente, señala que el coste del gas de operación previsto para el ejercicio 2024 podría estar sobrevalorado.

### 3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal

Se indica que el regulador portugués (ERSE) ha manifestado no formular observaciones a la propuesta de Resolución, mientras que del regulador francés (CRE) no se han recibido alegaciones.

### 3.1.3. Observaciones de los agentes

Respecto de la **tramitación**, un agente ha señalado que el plazo proporcionado para analizar la propuesta ha sido insuficiente y solicita un plazo superior para sucesivas propuestas de Resolución.

Respecto de las **previsiones de las variables de facturación**, un agente ha señalado que considera adecuada la previsión de cierre para el ejercicio 2023, pero invita a revisar la previsión del ejercicio 2024 por considerarla conservadora.

Por otra parte, un agente solicita se actualice la previsión de volumen y capacidad contratada equivalente para los puntos de entrada BIO Arenas de Iguña y El Musel por disponer de una mejor estimación respecto de la aportada por dicho agente a la CNMC en su momento.

Respecto del **tratamiento de los desvíos de ingresos y costes** del ejercicio **2022**, un agente apoya el criterio propuesto por la CNMC, en la medida en que los cambios en los peajes deben realizarse de manera gradual y ordenada.

En este mismo sentido, otro agente propone no incorporar los desvíos de retribución e ingresos del ejercicio 2022 en los peajes del año 2024 hasta disponer de la liquidación definitiva, con objeto de evitar modificaciones de peajes una vez iniciado el año de gas 2024.

Por el contrario, dos agentes proponen incorporar los desvíos de costes de los ejercicios 2022 y 2023 en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, con objeto de compensar los mayores costes con los ajustes positivos de las primas.

Respecto del tratamiento de las **primas de regasificación correspondientes al ejercicio 2023**, dos agentes valoran positivamente que las primas de regasificación de 2023 se destinen a disminuir los peajes de los clientes finales dado que son los que han soportado el incremento de las primas durante el año 2023.

Al respecto un agente señala su conformidad con el criterio de asignación de las primas y su recuperación mediante el peaje de otros costes de regasificación, mientras que el otro propone su asignación proporcionalmente al volumen demandado y su recuperación mediante un término específico que sea incluido explícitamente en la factura con objeto de que el cliente final tenga capacidad de verificar fácilmente que se le ha transferido.

En la misma línea, otros dos agentes han mostrado conformidad con la propuesta, si bien han señalado la necesidad de revisar con carácter previo la Circular 6/2020 para contemplar el tratamiento de los posibles desvíos excepcionales.

En tanto no se revise la Circular 6/2020 estos agentes proponen las siguientes alternativas:

- Laminar los desvíos de las primas, por ejemplo, en un periodo de cuatro años, de manera que se traslade progresivamente en la determinación de los peajes, con el fin de evitar la aparición de peajes negativos que introducirían diversas complejidades en la operativa.
- Aplicar el superávit a amortizar el déficit de 2014.

- Destinar el superávit a adelantar la amortización de los costes que se recuperan a través del peaje de otros costes de regasificación (retribución por continuidad de suministro y El Musel).

Por el contrario, dos agentes se han mostrado contrarios a la propuesta de asignar las primas de las subastas del ejercicio 2024 al peaje de otros costes de regasificación y señalan que deben ser imputados conforme a la Circular 6/2020 y en coherencia con la asignación que se ha hecho de las primas en ejercicios anteriores. Al respecto uno de los agentes señala que la asignación recogida en la propuesta es contraria a la Circular 6/2020 y da lugar a subsidios cruzados entre actividades y entre agentes.

Alternativamente, uno de estos agentes propone bien imputar la totalidad de las primas o al menos una parte de las mismas (posponiendo al 2025 el traslado no imputado en los peajes del ejercicio 2024) y los desvíos de costes a los peajes asociados a los servicios de regasificación, mientras que el otro agente propone posponer la aplicación de las primas hasta no modificar la Circular 6/2020, señalando que en la modificación cabría contemplar un rango de variación máxima de los peajes de regasificación y el exceso de recaudación sea revertido a los adjudicatarios de los servicios que abonaron las primas.

Por último, un agente si bien no han mostrado su disconformidad con la propuesta, sugiere destinar los desvíos a cubrir los nuevos costes que van a emerger como consecuencia de la revisión de los costes unitarios de operación y mantenimiento, el incremento de costes derivado de la inflación y las materias primas, así como la incorporación en la retribución reconocida de los costes de derechos de emisión de CO<sub>2</sub> pendientes de reconocimiento, en lugar de establecer peajes negativos.

En relación con los **peajes de transporte**, tres agentes solicitan que se considere un nuevo punto de entrada en la red de transporte en Belinchón (posición K52.01) para inyección de biometano, dado que se prevé la puesta en marcha de la instalación durante el año de gas 2024.

Adicionalmente, estos tres agentes consideran que los peajes de transporte para la inyección de gases renovables deben estar exentos del pago de peajes de transporte, en línea con los peajes de redes locales. Uno de estos agentes solicita que, en caso de no ser posible fijar peajes cero, se agrupen los puntos.

En relación con los **peajes de redes locales**, un agente considera conveniente establecer en la Resolución de peajes el plazo límite hasta el cual los usuarios pueden solicitar el peaje interrumpible.

Por otra parte, dos agentes proponen mejoras de redacción en el resuelve sexto de la Resolución relativo a la “*Refacturación de suministros con obligación de disponer de teled medida cuando tras la reubicación no tienen obligación de disponer de teled medida*”, con objeto de introducir mayor claridad en algunos aspectos.

Adicionalmente, un agente propone especificar que las nuevas altas o las modificaciones realizadas por clientes con presión inferior a 4 bar y sin obligación de teled medida deben ser reubicados transcurridos doce meses desde el alta o la modificación, aspecto no contemplado en la Circular 6/2020.

Respecto de los **peajes regasificación**, dos agentes consideran que la reducción el término fijo del peaje de descarga de buques reduce de manera muy acusada la penalización que los usuarios poseedores de slots de descarga deben abonar en caso de no hacer finalmente uso de los mismos, agravando la situación que se da actualmente por la llegada de nuevos agentes que presionando al alza las primas. Adicionalmente, uno de ellos advierte de que se reducen las garantías de los usuarios por el pago de peajes.

Al respecto, ambos agentes señalan la necesidad de revisar la Resolución de 24 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia<sup>1</sup>.

Por otra parte, respecto al peaje de otros costes de regasificación, dos agentes señalan los efectos adversos de establecer peajes negativos. En particular, señalan los siguientes aspectos:

- Introduce complejidad en la operativa de los agentes y requiere la adaptación de los sistemas de facturación para resolver un problema coyuntural.
- Desestabiliza las variaciones de precios de un ejercicio a otro

---

<sup>1</sup> Resolución de 24 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los procedimientos detallados de desarrollo de los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en el sistema de gas natural y se modifica la Resolución de 3 de abril de 2020, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista, y la Resolución de 1 de julio de 2020, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema.

- Obliga al distribuidor a adelantar una cantidad que debe ser reconocida y liquidada en el sistema de liquidaciones, con el consiguiente efecto financiero.

Adicionalmente, uno de los agentes anteriores advierte que establecer peajes negativos traslada una señal de precios incorrecta a los consumidores, que puede desincentivar la eficiencia y distorsionar el funcionamiento del mercado.

Por último, un agente señala que es necesario incluir en la asignación de desvíos de las primas de ejercicios anteriores el peaje para la recuperación de otros costes de regasificación, ya que permite la aplicación directa de una reducción de peajes al consumidor final.

Adicionalmente, los agentes han señalado las siguientes **erratas y mejoras de redacción**:

- Un agente señala que el Cuadro 31 de la Memoria de la Resolución y el cuadro I.32 del Anexo de demanda aportan valores diferentes del factor de carga de los VIPS desagregados por punto físico en las entradas.
- Un agente señala una discrepancia en los desvíos de retribución del gas de operación de la actividad de transporte en los ejercicios 2021 y 2022 entre los datos que se incluyen en la propuesta de resolución que establece la retribución de las actividades reguladas de plantas de GNL, transporte y distribución para el año 2024 y la propuesta de resolución por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año 2024.
- Con objeto de dotar de mayor coherencia y claridad un agente propone modificar la redacción del cálculo de la probabilidad del peaje interrumpible en la Memoria. En particular, propone sustituir “*La probabilidad de interrupción para los contratos diarios que resulta de aplicarla fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 2,51% para el producto diario y en 4,28% para el producto intradiario*” de la página 75 de la Memoria por “**La probabilidad de interrupción para los contratos diarios de corto plazo (diarios e intradiarios) que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 2,51% para el producto diario y en 4,28% para el producto intradiario**” con el fin de dotar de mayor claridad y coherencia al texto.

- Un agente indica que el resuelve noveno de la Propuesta de Resolución de peajes hace referencia al artículo 25.3 de la Circular 6/2020 cuando en realidad debe hacer referencia al artículo 24.3 de la Circular 6/2020.

Finalmente, los agentes han realizado las siguientes **propuestas no relacionadas directamente con los peajes**:

- Un agente solicita a la CNMC que elabore un **procedimiento que regule la conexión de las plantas de biometano** a las redes de distribución y redes de transporte para garantizar el desarrollo ordenado del biometano. Dicho procedimiento debería incluir principios básicos de solicitud de conexión a la red y por otra parte rangos de costes, criterios para establecer costes fijos y variables entre otros.
- Dos agentes manifiestan preocupación sobre el importe de las primas derivadas de los procedimientos de acceso al sistema gasista **y proponen una revisión de la Circular de acceso**.
- Dos agentes solicitan que aquellos consumidores ubicados en redes de presión inferior a 4 bar y sin obligación de disponer de telemedida, no puedan formalizar **contratos con más de un comercializador** en un mismo periodo.
- Un agente propone incluir en la norma **un plazo para la reposición de un cliente a una comercializadora**, ya que en la normativa actual esto no se contempla y da lugar a reclamaciones entre comercializadores. Se propone un plazo de 1 año + 14 días, por asimilarlo al plazo del proceso de desistimiento.

## 3.2. Análisis de las alegaciones

### 3.2.1. Observaciones del MITERD

En relación con la asignación de los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2022 en los peajes del ejercicio 2024, si bien es cierto que conforme al artículo 9.3 de la Orden TED/1022/2021, el desajuste provisional registrado en la Liquidación 14/2022 se ha incorporado en la Liquidación 3/2023, el desvío que, en su caso, se produjera en la liquidación 14/2023 se incorporaría en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2024 y así sucesivamente<sup>2</sup>. En

---

<sup>2</sup> Todo ello teniendo en cuenta que en caso de que el resultado de la liquidación definitiva arrojara un desvío inferior al que resulta de la Liquidación 14 habrán de transferirse los fondos necesarios para asegurar la suficiencia por actividad de la liquidación definitiva del

consecuencia, se debe desagregar el desvío de las liquidaciones de cada ejercicio entre el desvío del propio ejercicio y el desvío de ejercicios anteriores, a los efectos de su incorporación en la determinación de los peajes en el ejercicio correspondiente.

A efectos ilustrativos, en la resolución de peajes del ejercicio 2025 se dispondrá de la liquidación definitiva de 2022 y de la liquidación 14/2023. El superávit que pudiera registrarse en la liquidación definitiva de 2022 ya estará incorporado en el propio resultado de la liquidación 14/2023. Sin perjuicio de ello, el desvío con respecto a la previsión inicial en cada uno de dichos ejercicios, que no se haya considerado a efectos de peajes (aunque se haya considerado a efectos de liquidaciones), deberá tenerse en cuenta en la determinación de los peajes.

En relación con el coste del gas de operación, incluido en los peajes de transporte, se indica que en la presente Resolución se ha considerado el importe previsto en la Resolución de esta Comisión por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 (de 1 de octubre de 2023 a 30 de septiembre de 2024) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural. Al respecto se indica que en la presente Resolución la retribución es un dato de entrada para obtener los peajes.

### 3.2.2. Observaciones de los agentes

En relación con la observación relativa al **plazo de tramitación**, y en particular sobre los plazos de información pública y audiencia, si bien los plazos concedidos se han atendido a lo previsto legalmente, esta alegación podrá tenerse en cuenta eventualmente en sucesivas consultas.

En relación con la previsión de las **variables de facturación**, teniendo en cuenta las incertidumbres apuntadas en el epígrafe 4.1, no se ha atendido a la alegación de actualizar la previsión del ejercicio 2024, con la excepción de los puntos de entrada de BIO Arenas de Iguña y El Musel.

En relación con el tratamiento de los **desvíos** de ingresos y costes del ejercicio 2022 y de las primas de las subastas de regasificación correspondientes al ejercicio 2023, se considera oportuno mantener la propuesta sometida a trámite de audiencia por los siguientes motivos:

---

ejercicio correspondiente.

- La mayor parte de los agentes se han mostrado conformes con la propuesta, sin perjuicio de que alguna alegación ha señalado la necesidad de revisar la Circular 6/2020.
- Se trata de desvíos excepcionales que obedecen a una situación coyuntural y que ha sido imposible anticipar, por lo que no se ha podido revisar con antelación la Circular 6/2020. No obstante, como se ha indicado, se revisará con objeto de incorporar el tratamiento de los desvíos excepcionales.
- Retrasar la imputación de las primas de las subastas a ejercicios futuros implicaría:
  - o Un incremento de la facturación de peajes para el consumidor final respecto de los peajes vigentes, en un contexto en el que los consumidores vienen soportando altos precios de la energía.
  - o Que, en tanto no se impute el superávit de primas, éstas permanecen en las cuentas de las empresas.
- Se desconoce la metodología mediante la cual los comercializadores han trasladado el coste asociado de las primas a las diferentes categorías de consumidores. Por lo tanto, considerar la propuesta de un agente de devolver los importes de las primas a aquellos agentes que incurrieron en el coste no garantizaría que posteriormente estos trasladen el impacto a sus consumidores.
- Se considera más adecuado trasladar al consumidor final el impacto que las primas de las subastas de capacidad han tenido sobre el coste de energía, ya que ha sido quien, en última instancia, ha soportado dichos incrementos y el peaje de otros costes de regasificación es el único peaje de la actividad de regasificación abonado por los consumidores finales.
- La propuesta de dedicar los desvíos extraordinarios de las primas de las subastas de capacidad a la amortización anticipada de la retribución por continuidad de suministro y de El Musel propuesta por algunos agentes también requeriría la modificación de la Circular 9/2019, de 12 de diciembre.

En relación con los **peajes de transporte**, no se ha atendido la propuesta de incorporar un nuevo punto de entrada en Belinchón (K52.01) ya que esta posición no forma parte de la red troncal, aspecto que ha sido contrastado con el Gestor Técnico del Sistema, por lo que se trataría de una inyección en redes locales.

Tampoco se ha considerado la propuesta de establecer una exención del peaje de transporte a las inyecciones de gases renovables, ya que dicha exención no está contemplada en el Reglamento (UE) 2017/490. No obstante, teniendo en cuenta que la propuesta iría en línea con lo en la propuesta de Directiva y Reglamento de Gas e Hidrógeno, se podría tener en cuenta de cara al siguiente periodo regulatorio.

En relación con los **peajes de redes locales**, se ha tenido en cuenta la propuesta de incorporar en la resolución los plazos límite para solicitar el peaje interrumpible.

Asimismo, se han incorporado en el resuelve sexto relativo a la “Refacturación de suministros con obligación de disponer de telemedida cuando tras la reubicación no tienen obligación de disponer de telemedida” las propuestas de los agentes para aclarar el contenido.

Por el contrario, no se ha considerado la alegación de especificar que las nuevas altas o las modificaciones realizadas por clientes con presión inferior a 4 bar y sin obligación de telemedida deben ser reubicados transcurridos doce meses desde el alta o la modificación, sin perjuicio de que, teniendo en cuenta la modificación que próximamente se va a realizar de la Circular 6/2020 se podrá incorporar dicha cuestión al texto de la circular.

En relación con los **peajes de regasificación**, se tienen en cuenta las observaciones realizadas sobre los efectos de reducir los peajes, lo cual requiere valorar la posibilidad de revisar la Resolución de 24 de marzo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, sobre mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en el sistema de gas natural.

Por último, se han incorporado todas las **erratas y mejoras de redacción** propuestas por los agentes, con la excepción de la discrepancia en el coste del gas de operación de la actividad de transporte entre las resoluciones de peajes y de retribución, ya que no existe tal incoherencia. El agente compara el gas de operación del transporte de la resolución de retribución con el gas de operación considerado en los peajes de transporte de la resolución de peajes, sin considerar que una parte del coste del gas de operación se ha incorporado en los peajes de redes locales.

Respecto del resto de propuestas de los agentes no directamente relacionadas con los peajes, no han sido incorporadas por exceder el ámbito de la Resolución de peajes.

## 4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presentan las variables de facturación registradas para el año de gas 2022 (octubre 2021-septiembre de 2022) y las previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2023 (octubre 2022-septiembre de 2023) y 2024 (octubre 2023- septiembre 2024) desagregadas por peaje de salida de las redes de transporte y distribución, así como las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación y la capacidad y el volumen de entrada y salida de la red de transporte troncal.

Se indica que las variables de facturación registradas para el año de gas 2022 tienen en cuenta la información registrada en la Liquidación 14/2022, mientras que los escenarios de previsión han sido elaborados teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, la información aportada por las empresas gasistas y la última información disponible tanto en la base de datos de liquidaciones gasista (en adelante LIQUID) como en el SL-ATR.

En anexo I se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en la determinación de las variables de facturación previstas para los años de gas 2023 y 2024, así como la previsión de su evolución hasta el final del periodo regulatorio.

### 4.1. Consideraciones previas

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 2023 y 2024 presentan incertidumbres adicionales por motivos que se detallan a continuación.

#### 4.1.1. Sobre la información disponible para confeccionar las previsiones

De acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020<sup>3</sup>, el pasado 10 de diciembre de 2022 el Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación remitieron a la CNMC la información establecida en dicho artículo.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC, prestando especial atención a las previsiones realizadas para las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR).

Como resultado de dichas comprobaciones se han detectado diversas incoherencias en la información comunicada por los agentes. Dichas incoherencias fueron puestas en conocimiento de los agentes implicados, los cuales remitieron nuevos ficheros de previsión con la revisión, en su caso, de la previsión inicial y/o justificación de las citadas previsiones.

Por otra parte, la nueva estructura de peajes es de aplicación desde el 1 de octubre de 2021, lo que ha incidido sobre la información disponible en la base de datos de liquidaciones. En particular, por una parte, ha determinado la necesidad de convertir la información histórica a la nueva estructura. Por otra parte, la introducción de la nueva estructura de peajes ha sido acompañada por medidas encaminadas a facilitar la adaptación de los consumidores a la nueva estructura de peajes, tales como cambios de grupo tarifario y capacidad contratada, lo que dificulta el análisis de la información disponible y la previsión. Por último, no se dispone de un periodo de tiempo lo suficientemente extenso para analizar los cambios que dicha Circular pudiera estar introduciendo en el comportamiento de los consumidores.

---

<sup>3</sup> Circular 6/2020, de 22 de julio, 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, redes locales y regasificación de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

#### 4.1.2. Sobre el impacto de las medidas de flexibilidad en la contratación

La disposición adicional quinta del Real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre<sup>4</sup>, y la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo<sup>5</sup>, han introducido diversas medidas de flexibilización de contratos de suministro de gas natural. En particular, dichos reales decreto-ley permiten la modificación del caudal diario contratado en los puntos de salida, puntos de entrada o de carga de cisternas, la aplicación de un peaje correspondiente a un consumo anual inferior y la suspensión temporal de suministro.

La previsión de las variables de facturación para el año de gas 2024, tiene en cuenta, además de las previsiones proporcionadas por las empresas transportistas y distribuidoras, la evolución de las mismas conforme a la última información disponible en la base de datos de liquidaciones.

Las medidas de flexibilización introducidas para mitigar el impacto del precio del gas sobre los consumidores han tenido un impacto sobre la evolución registrada en las variables de facturación, sin que a la fecha de elaboración de la presente resolución se tenga información necesaria para valorar dicho impacto.

#### 4.1.3. Sobre la prórroga del mecanismo ibérico

El Real Decreto-ley 10/2022<sup>6</sup>, de 13 de mayo, introdujo con carácter temporal un mecanismo de ajuste (también llamado excepción ibérica o tope del gas) con el fin de limitar el impacto que los elevados precios del gas generaban en el mercado eléctrico.

Los menores precios en el mercado spot eléctrico, derivados de la introducción del citado mecanismo, unido a la indisponibilidad del parque nuclear francés, ha tenido como consecuencia unas exportaciones de electricidad hacia Francia

---

<sup>4</sup> 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>)

<sup>5</sup> 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>)

<sup>6</sup> 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>).

excepcionalmente elevadas. El volumen de energía eléctrica exportado ha implicado un incremento del hueco térmico, lo que ha dado lugar a un elevado funcionamiento de los ciclos combinados.

Conforme al artículo 1 del citado Real Decreto-ley 10/2022, el mecanismo ibérico estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2023. No obstante, España y Portugal han solicitado a la Comisión Europea su prórroga, lo que podría tener un impacto el funcionamiento de los ciclos combinados y, por tanto, en la evolución de la demanda de gas natural.

#### **4.1.4. Sobre la penetración de las renovables**

De acuerdo con la información aportada por el Operador del Sistema en la elaboración de los escenarios de cobertura de la demanda de electricidad se ha considerado que para los años 2025 y 2030 se alcanza los escenarios Objetivo PNIEC, lo que determina una reducción progresiva de la participación de los ciclos combinados y, en coherencia, una reducción de la demanda de gas natural para la producción de energía eléctrica.

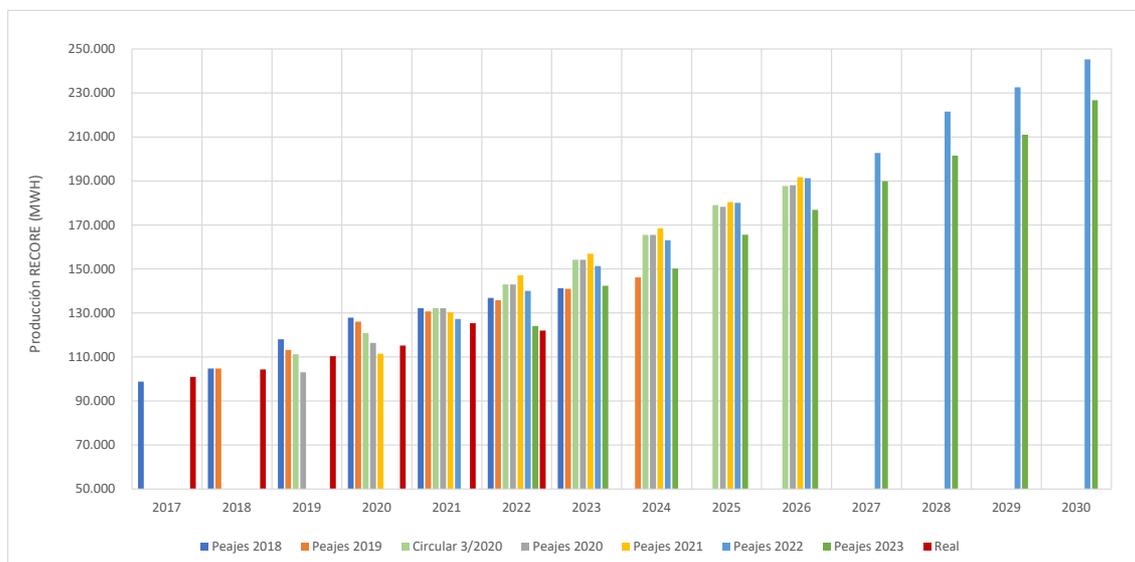
El funcionamiento de los ciclos combinados y, por tanto, la demanda de gas natural asociada a los mismos está fuertemente condicionado por el grado de penetración de las renovables.

A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se muestra la previsión de producción RECORE prevista por el operador del sistema<sup>7</sup> para el cierre del ejercicio tarifario en curso, para el ejercicio tarifario siguiente y para los ejercicios posteriores, aportada en el ámbito de los expedientes de peajes eléctricos y con objeto de la elaboración de la Circular 3/2020. Se observa que, con carácter general, la producción renovable inicialmente prevista para cada ejercicio ha sido superior a la que finalmente se ha registrado para cada año.

---

<sup>7</sup> Anualmente, con objeto de la elaboración de los correspondientes informes sobre peajes y cargos, la CNMC solicita al operador del sistema información la previsión de demanda para el cierre del ejercicio en curso, así como la previsión para el ejercicio tarifario correspondiente y su evolución en los próximos años, acompañado del detalle de la cobertura de la demanda por tecnología.

**Gráfico 1. Evolución de la previsión de la producción renovable**



Fuente: REE

#### 4.1.5. Sobre la recuperación de la demanda industrial

Durante el segundo semestre del ejercicio 2020 y el primer semestre del ejercicio 2021 se produjo una recuperación de la demanda industrial de gas natural motivada por la salida de la crisis asociada al COVID-19. Esta recuperación de la demanda se ha visto truncada desde junio de 2021 como consecuencia de la escalada de los precios del gas en los mercados internacionales.

El Gobierno ha introducido una serie de medidas encaminadas a mitigar el impacto de la escalada del precio del gas sobre los consumidores industriales. En particular, además de las medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural mencionadas anteriormente, el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, establece en sus artículos 3 y 4 una línea de ayudas directas a la industria intensiva de gas para 2022 con 125 M€ para los sectores del papel, fibras, vidrio y cerámico con un máximo de 400.000€ por empresa. En esta misma línea, el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio<sup>8</sup>, aprueba una

<sup>8</sup> Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma

línea de ayudas directas a nuevos sectores de la industria intensiva de gas para 2022 con 250 M€ para los sectores del textil, extractivo, químico, metálicos, fabricación de cementos y pinturas con un máximo de 400.000€ por empresa.

Asimismo, el artículo 59 del Real Decreto-ley 20/2022<sup>9</sup>, de 20 de diciembre, prevé la articulación de una nueva línea de ayudas dirigidas a instalaciones o sectores industriales de elevado consumo de gas natural, con el objetivo de compensar el incremento de los costes asociados a sus consumos debidos al aumento excepcional en dichos ejercicios en los precios del gas.

Por otra parte, con la situación de precios en los mercados energéticos, y tras la implementación del mecanismo de ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022 (mecanismo ibérico) se observó una parada de la producción de más de la mitad de la potencia instalada de cogeneración, con el consecuente impacto en la demanda de gas natural. Con objeto de reactivar el funcionamiento de las instalaciones de cogeneración, el artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2022, de 29 de marzo<sup>10</sup>, establece que las instalaciones de cogeneración podrán renunciar temporalmente a su régimen retributivo regulado, de modo que entren en el ámbito de aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022 y perciban el ajuste que cobran las centrales térmicas de gas.

Posteriormente, tras la modificación introducida por el artículo 16 del Real Decreto-ley 20/2022, se añaden al mecanismo de ajuste las instalaciones acogidas a la disposición adicional sexta.2 (cogeneradores de gestión de los residuos urbanos en su mayor parte) del Real Decreto 661/2007.

El gráfico siguiente muestra como la energía vertida por la cogeneración se redujo en torno a un 70% en agosto con respecto al inicio del año 2022. Tras la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2022 y la renuncia efectuada por la

---

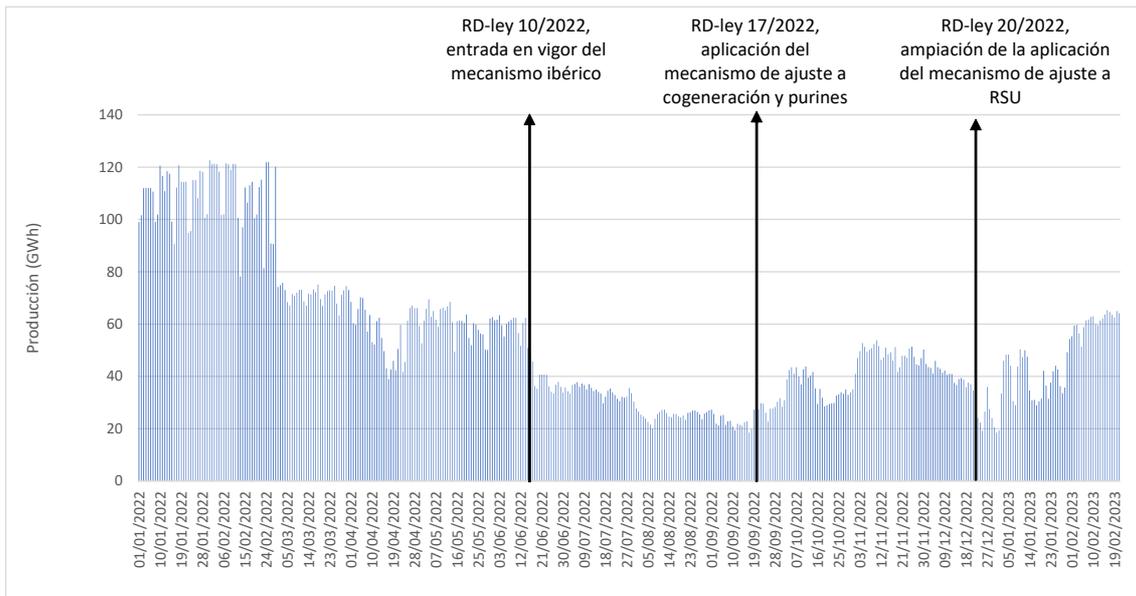
(<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-10557>).

<sup>9</sup> Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-22685>).

<sup>10</sup> 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>).

cogeneración al régimen retributivo, desde octubre de 2022, se observa que su producción se ha incrementado ligeramente, si bien se mantiene por debajo de los valores del comienzo del año.

**Gráfico 2. Evolución de energía eléctrica vertida por la cogeneración**



Fuente: REE

Por otra parte, el Gobierno también ha implementado una serie de medidas de ahorro y eficiencia energética<sup>11</sup> encaminadas a la reducción del consumo de gas natural y a acelerar la transición energética.

Asimismo, en el ámbito europeo, cabe mencionar el Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo, de 5 de agosto de 2022, sobre medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas, y el Reglamento (UE) 2022/1854 del

<sup>11</sup> Véanse 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>) y 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/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-17040>).

Consejo de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía.

En este contexto, muchas empresas han acometido inversiones encaminadas a mejorar la eficiencia, por lo que cabría esperar que una parte de la demanda perdida no sea recuperada.

#### **4.1.6. Sobre el funcionamiento del parque nuclear francés**

Francia cuenta con un parque nuclear constituido por 56 reactores que, según el operador del sistema eléctrico francés, cubre entre el 60% y el 70% de la demanda nacional, con una vida media de 37 años.

Durante 2022, el parque nuclear francés ha sufrido una elevada indisponibilidad, motivado, por una parte, por problemas de corrosión de los circuitos primarios de refrigeración y, por otra parte, por el retraso sufrido de las paradas programadas durante la pandemia. A principios de noviembre de 2022, de los 56 reactores atómicos de los que dispone Francia, 26 estaban parados.

Entre otros aspectos, el bajo funcionamiento del parque nuclear ha hecho que Francia haya pasado de ser un país exportador a un país importador (principalmente de Alemania y España) durante este periodo.

Según la información aportada por el operador del sistema español, para 2023 se espera que una parte de su parque nuclear continúe parada, lo que tendrá un impacto sobre las exportaciones y, consecuentemente, sobre la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica.

#### **4.1.7. Sobre el impacto de la guerra de Ucrania**

Finalmente, las tensiones con Rusia y la guerra de Ucrania ha hecho que la escalada de precios del gas natural en los mercados internacionales y su volatilidad haya introducido elementos adicionales de incertidumbre sobre el funcionamiento del sector de gas natural y, en consecuencia, sobre las variables de facturación, de difícil cuantificación en el momento de elaboración de la presente resolución.

## 4.2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2023

En el Cuadro 1 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente registrados en el año de gas 2022, según la última información disponible y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2023. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio se reducirá un 5,0% respecto de la demanda registrada en el año de gas 2022, derivado de una contracción generalizada de la demanda en todos los grupos tarifarios, con la excepción de los consumidores conectados en la red de presión de diseño inferior a 4 bar para los que se estima un ligero aumento de la demanda (0,5%) (véase Cuadro 1). En coherencia, se espera una reducción de la capacidad contratada equivalente del 4,1%.

En el Cuadro 2 se muestra la previsión de la demanda nacional desagregada por grupo tarifario.

**Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023**

Tipo de consumo	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>40</b>	<b>666.804</b>	<b>137.609.312</b>	<b>40</b>	<b>615.177</b>	<b>126.158.120</b>	<b>0,0%</b>	<b>-7,7%</b>	<b>-8,3%</b>
Península	37	600.863	126.602.543	37	549.236	116.010.981	0,0%	-8,6%	-8,4%
Baleares	3	65.942	11.006.769	3	65.942	10.147.139	0,0%	0,0%	-7,8%
<b>Convencional</b>	<b>7.980.042</b>	<b>1.171.877</b>	<b>239.193.797</b>	<b>7.998.817</b>	<b>1.147.361</b>	<b>231.759.467</b>	<b>0,2%</b>	<b>-2,1%</b>	<b>-3,1%</b>
P > 60 bar	84	182.713	52.610.757	83	180.566	51.862.877	-1,3%	-1,2%	-1,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	174	112.725	30.820.764	175	106.290	28.948.148	0,9%	-5,7%	-6,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.691	354.068	85.720.238	3.694	335.397	80.620.838	0,1%	-5,3%	-5,9%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.810.958	513.061	68.693.470	7.827.670	516.169	69.005.174	0,2%	0,6%	0,5%
P ≤ 4 bar (PS)	165.135	9.310	1.348.567	167.196	8.938	1.322.430	1,2%	-4,0%	-1,9%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>9.804.183</b>			<b>9.467.100</b>			<b>-3,4%</b>
<b>Total</b>	<b>7.980.082</b>	<b>1.838.682</b>	<b>386.607.292</b>	<b>7.998.857</b>	<b>1.762.539</b>	<b>367.384.686</b>	<b>0,2%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-5,0%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite unicliente y suministro a gasineras

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

**Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 desagregada por grupo tarifario**

Peaje	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)			
	Volumen anual (kWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
RL.1	C ≤ 5.000	4.562.961	76.755.398	10.299.714	4.582.966	78.939.624	10.592.197	0,4%	2,8%	2,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.946.683	184.215.102	22.102.799	2.961.150	187.612.948	22.511.475	0,5%	1,8%	1,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	392.814	56.403.840	7.145.608	377.696	54.855.262	6.949.915	-3,8%	-2,7%	-2,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.799	47.119.136	6.697.147	50.297	46.857.512	6.656.502	-1,0%	-0,6%	-0,6%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.265	99.450.863	12.751.658	21.125	99.192.925	12.716.568	-0,7%	-0,3%	-0,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.135	46.962.650	7.693.045	3.229	48.329.420	7.757.658	3,0%	2,9%	0,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.136	52.836.651	10.011.589	1.107	50.319.802	9.544.425	-64,7%	-4,8%	-4,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	687	82.506.651	17.840.970	686	78.315.324	16.947.830	-39,6%	-5,1%	-5,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306	106.999.534	25.822.713	310	100.376.132	24.160.550	1,3%	-6,2%	-6,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	165.076.044	43.232.327	190	157.180.533	41.281.738	0,0%	-4,8%	-4,5%
RL.11	C > 500.000.000	105	920.355.787	213.205.539	101	860.559.104	198.798.729	-3,5%	-6,5%	-6,8%
<b>Total</b>		<b>7.980.082</b>	<b>1.838.681.655</b>	<b>376.803.109</b>	<b>7.998.857</b>	<b>1.762.538.585</b>	<b>357.917.586</b>	<b>0,2%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-5,0%</b>

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

En el Cuadro 3 se muestran las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2023. Finalmente, en el Cuadro 4 y en el Cuadro 5 se muestran el volumen y la capacidad contratada equivalente de entrada y de salida de la red de transporte, previstos para el cierre del año de gas 2023. Se observa que, para 2023 se estima un aumento de las entradas de gas natural a través de las plantas de regasificación, destinado en gran parte a las exportaciones por las conexiones internacionales.

**Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2023**

Servicio prestado por la instalación	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>364</b>		<b>315.076.125</b>	<b>371</b>		<b>345.868.625</b>	<b>1,9%</b>		<b>9,8%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	14		1.561.539	1		229.368	-92,9%		-85,3%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	17		7.110.933	8		3.702.061	-52,9%		-47,9%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	152		117.625.812	166		131.266.836	9,2%		11,6%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	181		188.777.841	196		210.670.341	8,3%		11,6%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>21.546.982</b>	<b>4.700.707.616</b>		<b>23.147.427</b>	<b>5.165.381.746</b>		<b>7,4%</b>	<b>9,9%</b>
<b>Vaporización</b>		<b>1.101.147</b>	<b>286.995.875</b>		<b>1.134.378</b>	<b>305.067.700</b>		<b>3,0%</b>	<b>6,3%</b>
<b>Carga en Cisternas</b>		<b>63.972</b>	<b>11.369.925</b>		<b>55.826</b>	<b>11.438.047</b>		<b>-12,7%</b>	<b>0,6%</b>
<b>Trasvase de GNL planta a buque</b>	<b>106</b>		<b>17.857.761</b>	<b>150</b>		<b>31.157.999</b>	<b>41,5%</b>		<b>74,5%</b>
<b>Puesta en frío</b>	-		-	<b>8</b>		<b>65.553</b>			
<b>Trasvase de buque a buque</b>	-		-	-		-			
<b>Liquefacción Virtual</b>		<b>1.171</b>	<b>165.232</b>		<b>12.819</b>	<b>1.860.674</b>		<b>994,7%</b>	<b>1026,1%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

**Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>135.188.122</b>	<b>579.186</b>	<b>63,9%</b>	<b>108.794.120</b>	<b>477.393</b>	<b>62,4%</b>	<b>-19,5%</b>	<b>-17,6%</b>	<b>-2,4%</b>
CI Tarifa	4.314.846	31.350	37,7%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
CI Almería	100.774.011	295.669	93,4%	98.020.302	278.593	96,4%	-2,7%	-5,8%	3,2%
VIP Pirineos	25.908.221	229.772	30,9%	7.168.853	177.507	11,1%	-72,3%	-22,7%	-64,2%
VIP Ibérico	4.191.045	22.394	51,3%	3.604.965	21.294	46,4%	-14,0%	-4,9%	-9,5%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>286.985.875</b>	<b>1.026.538</b>	<b>76,6%</b>	<b>305.067.700</b>	<b>1.051.254</b>	<b>79,5%</b>	<b>6,3%</b>	<b>2,4%</b>	<b>3,8%</b>
Barcelona	47.066.524	168.355	76,6%	50.031.996	172.409	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
Cartagena	52.898.222	189.215	76,6%	56.231.126	193.771	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
Huelva	55.538.028	198.657	76,6%	59.037.256	203.441	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
Bilbao	60.834.731	217.604	76,6%	64.667.683	222.843	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
Sagunto	47.419.237	169.617	76,6%	50.406.932	173.701	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
Mugardos	23.229.133	83.090	76,6%	24.692.707	85.090	79,5%	6,3%	2,4%	3,8%
El Musel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>9.072.838</b>	<b>46.010</b>	<b>54,0%</b>	<b>8.642.017</b>	<b>47.803</b>	<b>49,5%</b>	<b>-4,7%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-8,3%</b>
Serrablo	2.822.435	14.595	53,0%	2.274.002	12.999	47,9%	-19,4%	-10,9%	-9,5%
Gaviota	3.848.250	19.223	54,8%	4.118.000	22.695	49,7%	7,0%	18,1%	-9,4%
Yela	2.336.232	11.872	53,9%	2.070.015	11.140	50,9%	-11,4%	-6,2%	-5,6%
Marismas	65.920	320	56,4%	180.000	969	50,9%	173,1%	202,2%	-9,6%
<b>Desde yacimientos</b>	<b>300.717</b>	<b>1.178</b>	<b>69,9%</b>	<b>314.425</b>	<b>1.342</b>	<b>64,2%</b>	<b>4,6%</b>	<b>13,9%</b>	<b>-8,2%</b>
Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aznalcázar	44.782	168	-	25.333	130	-	-	-	-
Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Viura	255.935	1.010	69,4%	289.092	1.212	65,4%	13,0%	20,0%	-5,9%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>116.774</b>	<b>415</b>	<b>77,1%</b>	<b>211.960</b>	<b>666</b>	<b>87,3%</b>			
Madrid	116.774	415	77,1%	172.960	546	86,8%	48,1%	31,5%	12,6%
La Galera	-	-	-	39.000	120	89,3%	-	-	-
Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tudela	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mascaraque	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sagunto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sevilla	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>431.664.326</b>	<b>1.653.327</b>	<b>71,5%</b>	<b>423.030.222</b>	<b>1.578.457</b>	<b>73,4%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>-4,5%</b>	<b>2,6%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

**Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de salida**

Puntos de Salida	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>32.417.302</b>	<b>211.431</b>	<b>42,0%</b>	<b>52.239.434</b>	<b>343.391</b>	<b>41,7%</b>	<b>61%</b>	<b>62%</b>	<b>-1%</b>
CI Tarifa	473.950	1.856	69,9%	5.343.572	29.712	49,3%	1027%	1500%	-30%
VIP Pirineos	27.875.433	191.324	39,9%	35.940.863	259.262	38,0%	29%	36%	-5%
VIP Ibérico	4.067.919	18.251	61,1%	10.955.000	54.417	55,2%	169%	198%	-10%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>165.232</b>	<b>911</b>	<b>49,7%</b>	<b>1.860.674</b>	<b>11.867</b>	<b>43,0%</b>	<b>1026%</b>	<b>1202%</b>	<b>-14%</b>
Barcelona	27.098	149	49,7%	305.156	1.946	43,0%	1026%	1202%	-14%
Cartagena	30.456	168	49,7%	342.966	2.187	43,0%	1026%	1202%	-14%
Huelva	31.976	176	49,7%	360.081	2.297	43,0%	1026%	1202%	-14%
Bilbao	35.026	193	49,7%	394.422	2.516	43,0%	1026%	1202%	-14%
Sagunto	27.302	151	49,7%	307.443	1.961	43,0%	1026%	1202%	-14%
Mugardos	13.374	74	49,7%	150.606	961	43,0%	1026%	1202%	-14%
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>15.569.917</b>	<b>72.156</b>	<b>59,1%</b>	<b>10.666.060</b>	<b>49.401</b>	<b>59,2%</b>	<b>-31%</b>	<b>-32%</b>	<b>0%</b>
Serrablo	5.039.337	24.975	55,3%	1.848.065	9.071	55,8%	-63%	-64%	1%
Gaviota	6.353.584	28.463	61,2%	6.505.753	30.039	59,3%	2%	6%	-3%
Yela	4.110.548	18.361	61,3%	1.974.252	8.780	61,6%	-52%	-52%	0%
Marismas	66.448	358	50,9%	337.990	1.510	61,3%	409%	322%	20%
<b>Salida nacional (2)</b>	<b>375.454.542</b>	<b>1.829.372</b>	<b>56,2%</b>	<b>356.595.156</b>	<b>1.753.600</b>	<b>55,7%</b>	<b>-5%</b>	<b>-4%</b>	<b>-1%</b>
P > 60 bar	190.047.653	848.677	61,4%	177.863.004	794.972	61,3%	-6%	-6%	0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.820.764	112.725	74,9%	28.948.148	106.290	74,6%	-6%	-6%	0%
4 bar < P ≤ 16 bar	85.892.655	354.909	66,3%	80.778.830	336.169	65,8%	-6%	-5%	-1%
P ≤ 4 bar	68.693.470	513.061	36,7%	69.005.174	516.169	36,6%	0%	1%	0%
<b>TOTAL</b>	<b>423.606.992</b>	<b>2.113.871</b>	<b>54,9%</b>	<b>421.361.325</b>	<b>2.158.259</b>	<b>53,5%</b>	<b>-1%</b>	<b>2%</b>	<b>-3%</b>

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y CNMC

### 4.3. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2024

En el Cuadro 6 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el año de gas 2024 desagregada por tipo de consumidor y en el Cuadro 7 se muestra esta misma información desagregada por grupo tarifario. Se estima que la demanda del año de gas 2024 alcanzará los 333,8 TWh, un 9,1% inferior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2023, motivado por la contracción prevista para la demanda destinada a la generación eléctrica (-31,6%), parcialmente compensado por el aumento de la demanda del resto de consumidores (2,6%).

En línea con la previsión de demanda, se estima que en 2024 la capacidad contratada destinada a la generación eléctrica se reducirá un 30,0% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2023, mientras que la capacidad contratada de la demanda convencional aumentará el 1,7%. Como resultado la capacidad contratada prevista para el ejercicio 2024 se reducirá un 9,4% respecto de la prevista para el cierre de 2023.

Por grupo tarifario, se prevén incrementos tanto de la demanda como de la capacidad contratada en todos los peajes, con la excepción del peaje RL.11 en el que se integran la mayoría de los ciclos combinados.

**Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024**

Tipo de consumo	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>40</b>	<b>615.177</b>	<b>126.158.120</b>	<b>40</b>	<b>430.884</b>	<b>86.246.790</b>	<b>0,0%</b>	<b>-30,0%</b>	<b>-31,6%</b>
Península	37	549.236	116.010.981	37	364.942	79.309.796	0,0%	-33,6%	-31,6%
Balears	3	65.942	10.147.139	3	65.942	6.936.994	0,0%	0,0%	-31,6%
<b>Convencional</b>	<b>7.998.817</b>	<b>1.147.361</b>	<b>231.759.467</b>	<b>8.036.938</b>	<b>1.166.538</b>	<b>237.671.508</b>	<b>0,5%</b>	<b>1,7%</b>	<b>2,6%</b>
P > 60 bar	83	180.566	51.862.877	83	184.524	53.403.665	0,0%	2,2%	3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	175	106.290	28.948.148	175	108.962	30.105.232	0,0%	2,5%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.694	335.397	80.620.838	3.694	345.730	83.509.824	0,0%	3,1%	3,6%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.827.670	516.169	69.005.174	7.863.596	518.214	69.307.242	0,5%	0,4%	0,4%
P ≤ 4 bar (PS)	167.196	8.938	1.322.430	169.390	9.108	1.345.544	1,3%	1,9%	1,7%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>9.467.100</b>			<b>9.894.879</b>			<b>4,5%</b>
<b>Total</b>	<b>7.998.857</b>	<b>1.762.539</b>	<b>367.384.686</b>	<b>8.036.978</b>	<b>1.597.422</b>	<b>333.813.178</b>	<b>0,5%</b>	<b>-9,4%</b>	<b>-9,1%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite uncliente y suministro a gasineras

Fuente: CNMC

**Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024, desagregado por grupo tarifario**

Peaje	Volumen anual (kWh)	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
		Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
RL.1	C ≤ 5.000	4.582.966	78.939.624	10.592.197	4.594.552	79.212.715	10.628.701	0,3%	0,3%	0,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.961.150	187.612.948	22.511.475	2.984.366	189.188.292	22.700.570	0,8%	0,8%	0,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	377.696	54.855.262	6.949.915	380.606	55.143.860	6.986.519	0,8%	0,5%	0,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.297	46.857.512	6.656.502	50.571	46.771.512	6.643.798	0,5%	-0,2%	-0,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.125	99.192.925	12.716.568	21.246	99.182.795	12.711.562	0,6%	0,0%	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.229	48.329.420	7.757.658	3.241	48.905.612	7.827.088	0,4%	1,2%	0,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.107	50.319.802	9.544.425	1.109	51.599.550	9.820.999	0,2%	2,5%	2,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	686	78.315.324	16.947.830	687	80.878.351	17.548.417	0,1%	3,3%	3,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	100.376.132	24.160.550	310	103.552.470	25.029.386	0,0%	3,2%	3,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	157.180.533	41.281.738	190	161.038.634	42.683.905	0,0%	2,5%	3,4%
RL.11	C > 500.000.000	101	860.559.104	198.798.729	101	681.947.901	161.337.357	0,0%	-20,8%	-18,8%
<b>Total</b>		<b>7.998.857</b>	<b>1.762.538.585</b>	<b>357.917.586</b>	<b>8.036.978</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.299</b>	<b>0,5%</b>	<b>-9,4%</b>	<b>-9,5%</b>

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

Fuente: CNMC

En el Cuadro 8 se presenta el escenario de previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2024.

**Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2023 y 2024**

Servicio prestado por la instalación	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal facturado equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>371</b>		<b>345.868.625</b>	<b>324</b>		<b>301.179.040</b>	<b>-12,7%</b>		<b>-12,9%</b>
S (T < 40.000 m3 de GNL)	1		229.368	1		199.732	0,0%		-12,9%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	8		3.702.081	7		3.223.736	-12,5%		-12,9%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	166		131.266.836	145		114.305.886	-12,7%		-12,9%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	196		210.670.341	171		183.449.687	-12,8%		-12,9%
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>23.147.427</b>	<b>5.165.381.746</b>		<b>20.322.057</b>	<b>5.032.084.230</b>		<b>-12,2%</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Vaporización</b>		<b>1.134.378</b>	<b>305.067.700</b>		<b>956.648</b>	<b>259.384.398</b>		<b>-15,7%</b>	<b>-15,0%</b>
<b>Carga en Cisternas</b>	<b>43.230</b>	<b>55.826</b>	<b>11.438.047</b>	<b>41.499</b>	<b>58.031</b>	<b>11.925.187</b>	<b>-4,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>4,3%</b>
Trasvase de GNL planta a buque	150		31.157.999	153		31.730.130	1,8%		1,8%
Trasvase de buque a buque	8		65.553	-		-	-100,0%		-100,0%
Puesta en frío	-		-	-		-			
Liquefacción Virtual	-	12.819	1.860.674	-	11.868	1.860.674		-7,4%	0,0%

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 y en el Cuadro 10 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada y de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2024.

**Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para cierre del año de gas 2023 y 2024 desagregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>108.794.120</b>	<b>477.393</b>	<b>62,4%</b>	<b>103.981.120</b>	<b>445.866</b>	<b>63,7%</b>	<b>-4,4%</b>	<b>-6,6%</b>	<b>2,1%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-			
CI Almería	98.020.302	278.593	96,4%	88.345.184	250.636	96,3%	-9,9%	-10,0%	-0,1%
VIP Pirineos	7.168.853	177.507	11,1%	12.098.171	176.147	18,8%	68,8%	-0,8%	69,6%
VIP Ibérico	3.604.965	21.294	46,4%	3.537.765	19.082	50,7%	-1,9%	-10,4%	9,2%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>305.067.700</b>	<b>1.051.254</b>	<b>79,5%</b>	<b>259.378.398</b>	<b>893.418</b>	<b>79,3%</b>	<b>-15,0%</b>	<b>-15,0%</b>	<b>-0,2%</b>
Barcelona	50.031.996	172.409	79,5%	41.781.480	143.915	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
Cartagena	56.231.126	193.771	79,5%	46.958.344	161.746	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
Huelva	59.037.256	203.441	79,5%	49.301.730	169.818	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
Bilbao	64.667.683	222.843	79,5%	54.003.672	186.013	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
Sagunto	50.406.932	173.701	79,5%	42.094.587	144.993	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
Mugardos	24.692.707	85.090	79,5%	20.620.761	71.027	79,3%	-16,5%	-16,5%	-0,2%
El Musel	-	-	-	4.617.823	15.906	79,3%			
<b>Desde A.A.S.S.</b>	<b>8.642.017</b>	<b>47.803</b>	<b>49,5%</b>	<b>5.319.380</b>	<b>24.059</b>	<b>60,4%</b>	<b>-38,4%</b>	<b>-49,7%</b>	<b>22,0%</b>
Serrablo	2.274.002	12.999	47,9%	1.100.000	4.719	63,7%	-51,6%	-63,7%	32,9%
Gaviota	4.118.000	22.695	49,7%	3.440.000	15.986	58,8%	-16,5%	-29,6%	18,3%
Yela	2.070.015	11.140	50,9%	600.000	2.505	65,4%	-71,0%	-77,5%	28,5%
Marismas	180.000	969	50,9%	179.380	848	57,8%	-0,3%	-12,4%	13,5%
<b>Desde yacimientos</b>	<b>314.425</b>	<b>1.342</b>	<b>64,2%</b>	<b>304.355</b>	<b>1.243</b>	<b>66,9%</b>	<b>-3,2%</b>	<b>-7,4%</b>	<b>4,2%</b>
Marismas	-	-	-	-	-	-			
Aznalcázar	25.333	130	53,4%	25.333	121	57,4%	0,0%	-7,3%	7,5%
Poseidon	-	-	-	-	-	-			
Viura	289.092	1.212	65,4%	279.021	1.122	67,9%	-3,5%	-7,4%	3,9%
<b>Desde plantas de Biogás</b>	<b>211.960</b>	<b>666</b>	<b>87,3%</b>	<b>259.100</b>	<b>800</b>	<b>88,5%</b>	<b>22,2%</b>	<b>20,2%</b>	<b>1,4%</b>
Madrid	172.960	546	86,8%	180.000	567	86,8%	4,1%	3,8%	0,0%
La Galera	39.000	120	89,3%	52.000	159	89,3%	33,3%	33,0%	0,0%
Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-			
Tudela	-	-	-	-	-	-			
Mascaraque	-	-	-	-	-	-			
Sagunto	-	-	-	-	-	-			
Sevilla	-	-	-	-	-	-			
Arenas de Iguña	-	-	-	10.000	27	99,7%			
Almansa	-	-	-	17.100	47	100,0%			
<b>TOTAL</b>	<b>423.030.222</b>	<b>1.578.457</b>	<b>73,4%</b>	<b>369.242.353</b>	<b>1.365.385</b>	<b>73,9%</b>	<b>-12,7%</b>	<b>-13,5%</b>	<b>0,6%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 y 2024, desagregado por punto de salida**

Puntos de Salida	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>52.239.434</b>	<b>343.391</b>	<b>41,7%</b>	<b>36.124.476</b>	<b>229.195</b>	<b>43,2%</b>	<b>-30,8%</b>	<b>-33,3%</b>	<b>3,6%</b>
CI Tarifa	5.343.572	29.712	49,1%	3.187.303	17.386	50,1%	-40,4%	-41,5%	1,9%
VIP Pirineos	35.940.863	259.262	37,9%	22.529.923	161.766	38,1%	-37,3%	-37,6%	0,5%
VIP Ibérico	10.955.000	54.417	55,0%	10.407.250	50.042	56,8%	-5,0%	-8,0%	3,3%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.860.674</b>	<b>11.867</b>	<b>42,8%</b>	<b>1.894.401</b>	<b>12.081</b>	<b>42,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,0%</b>
Barcelona	305.156	1.946	42,8%	305.156	1.946	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Cartagena	342.966	2.187	42,8%	342.966	2.187	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Huelva	360.081	2.297	42,8%	360.081	2.296	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Bilbao	394.422	2.516	42,8%	394.422	2.515	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Sagunto	307.443	1.961	42,8%	307.443	1.961	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Mugardos	150.606	961	42,8%	150.606	960	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
El Musel				33.727	215	42,8%			
<b>Almacenamiento Subterráneo</b>	<b>10.666.060</b>	<b>49.401</b>	<b>59,0%</b>	<b>7.421.378</b>	<b>31.901</b>	<b>63,6%</b>	<b>-30,4%</b>	<b>-35,4%</b>	<b>7,7%</b>
Serrablo	1.848.065	9.071	55,7%	1.700.000	7.243	64,1%	-8,0%	-20,2%	15,2%
Gaviota	6.505.753	30.039	59,2%	3.364.000	14.597	63,0%	-48,3%	-51,4%	6,4%
Yela	1.974.252	8.780	61,4%	2.300.000	9.808	64,1%	16,5%	11,7%	4,3%
Marismas	337.990	1.510	61,1%	57.378	252	62,2%	-83,0%	-83,3%	1,8%
<b>Salida nacional (1)</b>	<b>356.595.156</b>	<b>1.753.600</b>	<b>55,6%</b>	<b>322.572.754</b>	<b>1.588.314</b>	<b>55,5%</b>	<b>-9,5%</b>	<b>-9,4%</b>	<b>-0,1%</b>
P > 60 bar	177.863.004	794.972	61,1%	139.542.445	614.882	62,0%	-21,5%	-22,7%	1,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	28.948.148	106.290	74,4%	30.105.232	108.962	75,5%	4,0%	2,5%	1,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.778.830	336.169	65,7%	83.617.834	346.256	66,0%	3,5%	3,0%	0,5%
P ≤ 4 bar	69.005.174	516.169	36,5%	69.307.242	518.214	36,5%	0,4%	0,4%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>421.361.325</b>	<b>2.158.259</b>	<b>53,5%</b>	<b>368.013.010</b>	<b>1.861.491</b>	<b>54,0%</b>	<b>-12,7%</b>	<b>-13,8%</b>	<b>1,0%</b>

(1) Excluye la demanda de los consumidores suministrados desde redes alimentadas por plantas satélite

Fuente: CNMC

## 5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES

En el ejercicio de las competencias asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en el artículo 7.1.h) de la Ley 3/2013, de 4 de junio, fueron aprobadas la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la Circular 4/2020, de 31 de marzo, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de la distribución de gas natural.

En aplicación de lo anterior, el 3 de junio, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año

de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural<sup>12</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2022).

Asimismo, el 25 de mayo, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural<sup>13</sup> (en adelante, Resolución de retribución 2023).

En la determinación de los peajes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2024 se han tenido en cuenta las retribuciones de las actividades de transporte, distribución y regasificación de la Resolución de retribución 2022 y la Resolución de retribución de 2023, a efectos de la valoración de la incorporación en su caso de los desvíos de ejercicios anteriores.

Por último, se ha publicado la Resolución de 30 de mayo de 2023, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2024).

## **6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES**

Conforme a los artículos 6, 19 y 28 de la Circular 6/2020, en la determinación de los peajes de cada ejercicio se tendrán en cuenta, en su caso, los desvíos de la retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores.

En los epígrafes siguientes se comparan las previsiones implícitas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2022 y 2023 con objeto de incorporar, en su caso, los desvíos que correspondan en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

---

<sup>12</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274)

<sup>13</sup> Disponible en [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8559](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8559)

## 6.1. Año de gas 2022

En el presente epígrafe se compara la previsión inicial de las variables de facturación, ingresos y costes implícita en la Resolución de peajes 2022 con el resultado de la Liquidación 14/2022, a los efectos de incorporar, en su caso, los desvíos que se registren por actividad en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

Respecto de las **variables de facturación**, en el Cuadro 11 se compara el escenario de demanda nacional implícito en la Resolución de 27 de mayo de 2021 con el registrado en la Liquidación 14/2022. Como ya se avanzaba en la previsión de cierre del ejercicio realizada con objeto de la actualización de peajes para el año de gas 2023, la demanda nacional registrada en la Liquidación 14/2022 resulta un 10,4% superior a la considerada en la Resolución de 27 de mayo de 2021, motivado, fundamentalmente, por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica y, en menor medida, de los consumidores conectados en redes de presión de diseño inferior a 4 bar, parcialmente compensado por la contracción de la demanda de los consumidores industriales. En coherencia, se registra también un aumento de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 27,2%.

**Cuadro 11. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad para el año de gas 2022 y el registrado en la Liquidación 14/2022**

Tipo de consumo	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación 14/2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>41</b>	<b>272.723.774</b>	<b>65.267.378</b>	<b>40</b>	<b>666.804.365</b>	<b>137.609.312</b>	<b>-1,6%</b>	<b>144,5%</b>	<b>110,8%</b>
Península	38	216.673.414	58.242.611	37	600.862.765	126.602.543	-2,4%	177,3%	117,4%
Baleares	3	56.050.360	7.024.767	3	65.941.600	11.006.769	9,1%	17,6%	56,7%
<b>Convencional</b>	<b>8.025.741</b>	<b>1.172.949.013</b>	<b>272.028.062</b>	<b>7.980.042</b>	<b>1.171.877.290</b>	<b>239.193.797</b>	<b>-0,6%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>-12,1%</b>
P > 60 bar	85	236.859.296	75.325.434	84	182.713.141	52.610.757	-1,1%	-22,9%	-30,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	156	124.156.111	35.813.104	174	112.724.506	30.820.764	11,3%	-9,2%	-13,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.636	366.407.697	91.341.390	3.691	354.068.480	85.720.238	1,5%	-3,4%	-6,2%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.856.211	437.279.284	68.276.801	7.810.958	513.061.024	68.693.470	-0,6%	17,3%	0,6%
P ≤ 4 bar (PS)	165.653	8.246.625	1.271.334	165.135	9.310.139	1.348.567	-0,3%	12,9%	6,1%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>13.225.494</b>			<b>10.069.768</b>			<b>-23,9%</b>
<b>Total</b>	<b>8.025.782</b>	<b>1.445.672.787</b>	<b>350.520.934</b>	<b>7.980.082</b>	<b>1.838.681.655</b>	<b>386.872.877</b>	<b>-0,6%</b>	<b>27,2%</b>	<b>10,4%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación 14/2022

Adicionalmente, cabe señalar las mayores exportaciones hacia Francia registradas en la Liquidación 14/2022 respecto de las inicialmente previstas, como consecuencia de la flexibilidad que ofrece el sistema gasista español en un contexto de precios del gas natural elevados y de la obligación derivada de la normativa europea de aumentar el volumen almacenado de gas natural<sup>14</sup> (véase Cuadro 12).

**Cuadro 12. Previsión del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad contratada equivalente registrados en la Liquidación 14/2022, desagregado por punto de salida**

Puntos de salida	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación 14/2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>13.544.872</b>	<b>154.633</b>	<b>24,0%</b>	<b>32.417.302</b>	<b>211.431</b>	<b>42,0%</b>	<b>139,3%</b>	<b>36,7%</b>	<b>75,0%</b>
CI Tarifa	-	-	-	473.950	1.856	69,9%			
VIP Pirineos	9.132.812	128.320	19,5%	27.875.433	191.324	39,9%	205,2%	49,1%	104,7%
VIP Ibérico	4.412.060	26.312	45,9%	4.067.919	18.251	61,1%	-7,8%	-30,6%	32,9%
<b>Planta de regasificación AASS.</b>	<b>1.825.000</b>	<b>5.431</b>	<b>92,1%</b>	<b>165.232</b>	<b>911</b>	<b>49,7%</b>	<b>-90,9%</b>	<b>-83,2%</b>	<b>-46,1%</b>
<b>Salida nacional</b>	<b>12.298.122</b>	<b>59.435</b>	<b>56,7%</b>	<b>15.569.917</b>	<b>72.156</b>	<b>59,1%</b>	<b>26,6%</b>	<b>21,4%</b>	<b>4,3%</b>
<b>Salida nacional</b>	<b>336.024.106</b>	<b>1.437.426</b>	<b>64,0%</b>	<b>375.454.542</b>	<b>1.769.350</b>	<b>58,1%</b>	<b>11,7%</b>	<b>23,1%</b>	<b>-9,2%</b>
P > 60 bar	140.568.842	509.216	75,6%	190.047.653	848.677	61,4%	35,2%	66,7%	-18,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.813.104	124.156	79,0%	30.820.764	112.529	75,0%	-13,9%	-9,4%	-5,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	91.365.359	366.775	68,2%	85.892.655	353.099	66,6%	-6,0%	-3,7%	-2,3%
P ≤ 4 bar	68.276.801	437.279	42,8%	68.693.470	455.045	41,4%	0,6%	4,1%	-3,3%
<b>TOTAL</b>	<b>363.692.100</b>	<b>1.656.925</b>	<b>60,1%</b>	<b>423.606.992</b>	<b>2.053.849</b>	<b>56,5%</b>	<b>16,5%</b>	<b>19,6%</b>	<b>-2,6%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación 14/2022

Estas mayores necesidades de volumen de gas respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio, han sido abastecidas en mayor medida por GNL, pasando la relación de GNL/Total del 57,1% al 66,5%. En coherencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema por las plantas de GNL resultan superiores en un 38,6% y 56,6%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 (véase Cuadro 13).

**Cuadro 13. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad registrados en la Liquidación 14/2022, desagregados por punto de entrada**

Puntos de entrada	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación 14/2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión internacional</b>	<b>142.324.758</b>	<b>608.842</b>	<b>64,0%</b>	<b>135.188.122</b>	<b>584.069</b>	<b>63,4%</b>	<b>-5,0%</b>	<b>-4,1%</b>	<b>-1,0%</b>
CI Tarifa	45.692.004	186.168	67,2%	4.314.846	31.350	37,7%	-90,6%	-83,2%	-43,9%
CI Almería	63.122.370	224.308	77,1%	100.774.011	300.553	91,9%	59,6%	34,0%	19,1%
VIP Pirineos	31.204.692	186.036	46,0%	25.908.221	229.772	30,9%	-17,0%	23,5%	-32,8%
VIP Ibérico	2.305.692	12.330	51,2%	4.191.045	22.394	51,3%	81,8%	81,6%	0,1%
<b>Planta de GNL</b>	<b>207.046.634</b>	<b>655.517</b>	<b>86,5%</b>	<b>286.985.875</b>	<b>1.026.538</b>	<b>76,6%</b>	<b>38,6%</b>	<b>56,6%</b>	<b>-11,5%</b>
<b>AASS.</b>	<b>12.714.609</b>	<b>62.180</b>	<b>56,0%</b>	<b>9.072.838</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>-28,6%</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Otros</b>	<b>454.715</b>	<b>2.439</b>	<b>51,1%</b>	<b>417.491</b>	<b>1.593</b>	<b>71,8%</b>	<b>-8,2%</b>	<b>-34,7%</b>	<b>40,6%</b>
Yac. Marismas	7.665	27	76,9%	44.782	168	73,0%	484,2%	515,9%	-5,1%
Yac. Poseidon	58.084	569	28,0%	-	-	-	-100,0%	-100,0%	-
Yac. Viura	314.634	1.508	57,2%	255.935	1.010	69,4%	-18,7%	-33,0%	21,5%
BIO Madrid	74.332	336	60,7%	116.774	415	77,1%	57,1%	23,7%	27,0%
<b>TOTAL</b>	<b>362.540.715</b>	<b>1.328.979</b>	<b>74,7%</b>	<b>431.664.326</b>	<b>1.612.200</b>	<b>73,4%</b>	<b>19,1%</b>	<b>21,3%</b>	<b>-1,9%</b>

<sup>14</sup> Véanse disposiciones adicional 6ª, transitoria 2ª y finales 9ª y 11ª del 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#a1>).

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación 14/2022

En coherencia con lo anterior, en la Liquidación 14/2022 se registra un aumento, tanto del volumen como del caudal, en todos los peajes de actividad de regasificación, con la excepción del peaje de carga en cisternas (véase Cuadro 14).

**Cuadro 14. Previsión inicial de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 y variables registradas en la Liquidación 14/2022**

	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)			Liquidación 14/2022 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
Descarga de GNL	233		222.495.186	364		315.076.125	56,1%		41,6%
Almacenamiento de GNL		13.722.268	3.062.984.831		21.546.982	4.700.707.616		57,0%	53,5%
Vaporización		670.410	207.046.634		1.101.147	286.985.875		64,2%	38,6%
Carga en Cisternas		53.341	14.473.937		63.981	11.370.174		19,9%	-21,4%
Trasvase de GNL planta a buque	36		2.866.815	106		17.857.761	194,4%		522,9%
Puesta en frío	-		-	-		-			
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Liquefacción Virtual		5.431	1.825.000		1.171	165.232		-78,4%	-90,9%

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y Liquidación 14/2022

Respecto de los **ingresos**, en el Cuadro 15 se comparan los inicialmente previstos para el ejercicio en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y los declarados por las empresas en la Liquidación 14/2022. Se observa que los ingresos de peajes registrados en la liquidación 14/2022 superan en todos los casos a los inicialmente previstos, registrándose los desvíos más relevantes en las actividades de transporte y regasificación.

**Cuadro 15. Previsión inicial los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 e ingresos registrados en la Liquidación 14/2022**

	Resolución 27 de mayo de 2021 (A)	Liquidación 14/2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.673.261.526</b>	<b>291.699.904</b>	<b>12,2%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>483.164.628</b>	<b>136.641.011</b>	<b>39,4%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>238.689.077</b>	<b>378.302.468</b>	<b>139.613.391</b>	<b>58,5%</b>
Descarga de Buques	13.842.570	26.069.222	12.226.652	88,3%
Almacenamiento de GNL	77.653.822	120.218.728	42.564.906	54,8%
Vaporización	133.648.863	212.792.226	79.143.363	59,2%
Carga en Cisternas	13.067.867	15.753.096	2.685.229	20,5%
Trasvase de GNL planta a buque	413.035	3.439.595	3.026.560	732,8%
Puesta en frío	-	-	-	
Trasvase de buque a buque	-	-	-	
Liquefacción Virtual	62.921	13.566	- 49.355	-78,4%
Peajes de regasificación implícitos en el suministro a tarifa		16.036	16.036	
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>107.834.539</b>	<b>105.117.848</b>	<b>- 2.716.691</b>	<b>-2,5%</b>
Suministrados desde redes	103.765.837	102.016.359	- 1.749.478	-1,7%
Planta Satélite Unicliente	4.068.702	3.101.489	- 967.213	-23,8%
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 255.689</b>	<b>- 255.689</b>	
Ingresos por desbalances en planta		234.100	234.100	
Desvíos de ingresos de ejercicios anteriores		- 489.788	- 489.788	
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>605.689.371</b>	<b>120.657.547</b>	<b>24,9%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>147.907.676</b>	<b>176.374.841</b>	<b>28.467.165</b>	<b>19,2%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>337.124.148</b>	<b>430.043.232</b>	<b>92.919.084</b>	<b>27,6%</b>
Conexiones internacionales	35.849.797	50.140.333	14.290.536	39,9%
Plantas de regasificación	1.365.533	227.071	- 1.138.462	-83,4%
Almacenamientos subterráneos	203.859	264.673	60.814	29,8%
Salida nacional	299.704.959	379.411.154	79.706.195	26,6%
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 728.702</b>	<b>- 728.702</b>	
Ingresos por desbalances		256.057	256.057	
Desvíos de ejercicios anteriores		- 984.760	- 984.760	
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.584.407.528</b>	<b>34.401.346</b>	<b>2,2%</b>
<b>Peajes redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.591.449.423</b>	<b>41.443.241</b>	<b>2,7%</b>
P > 60 bar	97.211.809	158.344.116	61.132.308	62,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	29.267.349	27.914.115	- 1.353.234	-4,6%
4 bar < P ≤ 16 bar	140.803.332	139.622.047	- 1.181.284	-0,8%
P ≤ 4 bar (T&D)	1.265.095.091	1.247.519.784	- 17.575.307	-1,4%
P ≤ 4 bar (PS)	17.628.601	18.049.360	420.759	2,4%
<b>Otros ingresos</b>	<b>-</b>	<b>- 7.041.895</b>	<b>- 7.041.895</b>	
Desvíos de ejercicios anteriores		- 7.041.895	- 7.041.895	

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021 y memoria que la acompaña

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 18 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2022 y la retribución registrada en la Liquidación 14/2022. Cabe señalar que los desvíos de la actividad de regasificación se deben a que las primas de subastas superan a las previstas inicialmente para el ejercicio, mientras que los desvíos de la actividad de transporte y redes locales se deben a la actualización del coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados) y de la retribución de la actividad de distribución incluidos en la Resolución por la que se establece la retribución para 2023.

**Cuadro 16. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022**

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2022 (A)	Liquidación 14/2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>220.892.289</b>	<b>- 125.631.328</b>	<b>-36,3%</b>
Retribución a la inversión	134.013.296	134.013.296	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	145.011.877	0	0,0%
Retribución por productividad y eficiencia	23.864.800	24.496.087	631.287	2,6%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	70.724.010	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.168.198	12.168.198	-	0,0%
Primas de las subastas	- 64.200.896	- 190.463.510	- 126.262.614	196,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	-	-	-
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>521.133.442</b>	<b>36.101.618</b>	<b>7,4%</b>
Retribución a la inversión	373.955.174	373.972.002	16.828	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	99.038.291	-	0,0%
Gas de operación	12.038.359	53.853.720	41.815.362	347,4%
Primas de las subastas	-	- 4.974.240	- 4.974.240	-
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 756.331	- 756.331	-
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.578.565.049</b>	<b>28.558.868</b>	<b>1,8%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>148.647.579</b>	<b>152.311.115</b>	<b>3.663.536</b>	<b>2,5%</b>
Retribución a la inversión	97.571.256	97.608.839	37.584	0,0%
Retribución O&M	49.378.153	49.378.153	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	5.644.684	3.946.514	232,4%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 320.561	- 320.561	-
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>68.093.963</b>	<b>70.990.669</b>	<b>2.896.706</b>	<b>4,3%</b>
Retribución a la inversión	47.154.416	47.104.669	- 49.746	-0,1%
Retribución O&M	20.008.003	20.008.003	-	0,0%
Gas de Operación	931.545	3.320.701	2.389.156	256,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	557.297	557.297	-
<b>Red de distribución</b>	<b>1.333.264.639</b>	<b>1.355.263.264</b>	<b>21.998.625</b>	<b>1,6%</b>
Retribución del ejercicio	1.333.264.639	1.354.677.407	21.412.768	1,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	585.857	585.857	-
<b>Total</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.320.590.780</b>	<b>- 60.970.842</b>	<b>-2,6%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021, Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2022, Resolución

*por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2023 y Liquidación 14/2022*

No obstante, conforme a los resuelve tercero y cuarto de la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024, procede incluir en la Liquidación definitiva del ejercicio 2022 la actualización de la retribución del propio ejercicio 2022, así como los ajustes de retribución de ejercicios anteriores (véase Cuadro 17).

**Cuadro 17. Desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024**

Actividad	2020	2021	2022
<b>Regasificación</b>	-	<b>11.791.776</b>	<b>56.587.835</b>
Otros Costes O&M Auditados		11.791.776	40.397.180
Incentivo Liquidación Mermas		-	16.600.000
Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)		-	- 409.344
<b>Transporte</b>	<b>- 45.563</b>	<b>- 344.575</b>	<b>31.745.159</b>
<b>Retribución por inversión</b>	<b>- 45.563</b>	<b>- 34.209</b>	<b>- 44.710</b>
<b>Otros Costes O&amp;M auditados</b>		<b>- 302.021</b>	<b>31.890.971</b>
Gas de operación		- 841.736	29.593.340
Restos de coste		539.714	2.297.631
<b>Retribución Extensión Vida Útil</b>		<b>- 8.344</b>	<b>- 101.446</b>
<b>Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)</b>		<b>-</b>	<b>343</b>
<b>Redes locales</b>	<b>563.280</b>	<b>335.159</b>	<b>- 16.571.151</b>
<b>Retribución transporte no troncal y secundario</b>	<b>-</b>	<b>- 86.144</b>	<b>2.949.092</b>
<b>Retribución distribución</b>	<b>563.280</b>	<b>421.303</b>	<b>- 19.520.242</b>

*Fuente: CNMC, Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024 y memoria que la acompaña*

En el Cuadro 18 se compara la previsión inicial con la previsión de cierre para el ejercicio 2022 que resulta de considerar la retribución registrada en la liquidación 14/2022 y los ajustes de retribución del ejercicio 2022 y ejercicios anteriores. Se observa que la retribución prevista para el cierre del ejercicio resulta un 1% superior a la incluida en la resolución de peajes de 2023 y un 3,6% superior a la registrada en la Liquidación 14/2022. Cabe señalar que, como resultado de la actualización de los costes, respecto de la Liquidación 14/2022 se reducen los desvíos de la actividad de regasificación y redes locales y aumenta el desvío de la actividad de transporte.

**Cuadro 18. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022, incluyendo los desvíos de ejercicios anteriores incluidos en la Resolución de retribución 2024**

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2022 (A)	Liquidación 14/2022 y ajustes Resolución retribución 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>346.523.617</b>	<b>289.271.900</b>	<b>- 57.251.717</b>	<b>-16,5%</b>
Retribución a la inversión	134.013.296	134.013.296	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	185.409.057	40.397.180	27,9%
Retribución por productividad y eficiencia	23.864.800	40.686.742	16.821.942	70,5%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	70.724.010	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
DA1 <sup>º</sup> Orden ETU/1283/2017	12.168.198	12.168.198	-	0,0%
Primas de las subastas	- 64.200.896	- 190.463.510	- 126.262.614	196,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	11.791.776	11.791.776	-
<b>Transporte</b>	<b>485.031.824</b>	<b>552.488.463</b>	<b>67.456.639</b>	<b>13,9%</b>
Retribución a la inversión	373.955.174	373.826.190	- 128.985	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	101.335.923	2.297.631	2,3%
Gas de operación	12.038.359	83.447.060	71.408.701	593,2%
Primas de las subastas	-	- 4.974.240	- 4.974.240	-
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 1.146.469	- 1.146.469	-
<b>Redes locales</b>	<b>1.550.006.181</b>	<b>1.562.892.338</b>	<b>12.886.157</b>	<b>0,8%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>148.647.579</b>	<b>154.159.899</b>	<b>5.512.320</b>	<b>3,7%</b>
Retribución a la inversión	97.571.256	97.608.839	37.584	0,0%
Retribución O&M	49.378.153	49.378.153	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	7.549.096	5.850.926	344,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 376.190	- 376.190	-
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>68.093.963</b>	<b>72.004.834</b>	<b>3.910.871</b>	<b>5,7%</b>
Retribución a la inversión	47.154.416	47.104.669	- 49.746	-0,1%
Retribución O&M	20.008.003	20.008.003	-	0,0%
Gas de Operación	931.545	4.365.381	3.433.836	368,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	526.781	526.781	-
<b>Red de distribución</b>	<b>1.333.264.639</b>	<b>1.336.727.605</b>	<b>3.462.966</b>	<b>0,3%</b>
Retribución del ejercicio	1.333.264.639	1.335.157.165	1.892.525	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	1.570.441	1.570.441	-
<b>Total</b>	<b>2.381.561.622</b>	<b>2.404.652.701</b>	<b>23.091.079</b>	<b>1,0%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021, Resolución de 30 de mayo de 2023 por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024 y memorias que acompañan a las resoluciones

Como resultado de lo anterior, se estima que en la Liquidación definitiva de 2022 se registrará un desajuste positivo en los peajes de regasificación, transporte y redes locales (véase Cuadro 19).

**Cuadro 19. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación 14/2022, considerando los desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)</b>	<b>69.010.898</b>	<b>72.430.879</b>	<b>12.886.157</b>
Previsión inicial (A)	410.724.512	485.031.824	1.550.006.181
Previsión Liquidación definitiva 2022 (B)	479.735.410	557.462.703	1.562.892.338
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>136.641.011</b>	<b>120.657.547</b>	<b>34.401.346</b>
Previsión inicial (D)	346.523.617	485.031.824	1.550.006.181
Liquidación 14/2022 (E)	483.164.628	605.689.371	1.584.407.528
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>126.262.614</b>	<b>4.974.240</b>	<b>-</b>
Previsión inicial (G)	64.200.896	-	
Liquidación 14/2022 (H)	190.463.510	4.974.240	
<b>Superávit (+) / Déficit (-) (F) + (I) - (C)</b>	<b>193.892.728</b>	<b>53.200.908</b>	<b>21.515.190</b>
Previsión inicial (A) - (D) - (G)	-	-	-
Liquidación 14/2022 (B) - (E) - (H)	- 193.892.728	- 53.200.908	- 21.515.190

*Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021, Resolución de 30 de mayo de 2023 por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024 y memorias que acompañan a las resoluciones*

Conforme al artículo 9.3 de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre<sup>15</sup>, el desajuste provisional registrado en la Liquidación 14 del ejercicio 2022 se ha incorporado en la Liquidación provisional 3/2023. En caso de que el resultado de la liquidación definitiva arrojará un desvío inferior al que resulta de la Liquidación 14/2022 habrá de transferirse los fondos necesarios para asegurar la suficiencia por actividad de la liquidación definitiva de 2022.

Conforme a lo establecido en los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, cabría plantearse considerar los desvíos registrados en el ejercicio 2022 en la previsión de ingresos y costes del ejercicio 2024, teniendo en cuenta en todo caso los desvíos imputados en la determinación de los peajes del ejercicio 2023. Al respecto se indica que parte de los desvíos registrados en las primas de las subastas de regasificación del ejercicio 2022 ya fueron considerados en

<sup>15</sup> Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-15776>).

la determinación de los peajes de regasificación del ejercicio 2023<sup>16</sup>, lo que deberá ser tenido en cuenta a efectos de imputar los desvíos del 2022 en los peajes de 2024.

**Cuadro 20. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2022 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Desvío ejercicio 2022 (€) (A)</b>	<b>193.892.728</b>	<b>53.200.908</b>	<b>21.515.190</b>
Desvío retribución	69.010.898	72.430.879	12.886.157
Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
Desvío de primas	126.262.614	4.974.240	-
<b>Desvío 2022 imputado en peajes 2023 (€) (B)</b>	<b>48.272.099</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Desvío retribución	-	-	-
Desvío de ingresos	-	-	-
Desvío de primas	48.272.099	-	-
<b>Desvíos 2022 pendientes de imputar (A) - (B)</b>	<b>145.620.629</b>	<b>53.200.908</b>	<b>21.515.190</b>
Desvío retribución	69.010.898	72.430.879	12.886.157
Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
Desvío de primas	77.990.516	4.974.240	-

Fuente: CNMC

No obstante lo anterior, si bien con carácter general los ingresos registrados en la Liquidación 14 y en la liquidación definitiva de un ejercicio suelen ser similares, el ejercicio 2022 es un ejercicio excepcional por varias razones. En primer lugar, es el primer ejercicio en el que se aplican los peajes determinados conforme a la metodología de la Circular 6/2020 a los consumidores nacionales y, coherentemente, el primer ejercicio en que las empresas realizan las declaraciones a efectos de la liquidación de actividades conforme a la estructura de peajes de la citada Circular 6/2020, lo que da lugar a que se esté inmerso en un proceso de depuración de la información declarada por las empresas.

<sup>16</sup> Para mayor detalle véanse los epígrafes 6.2, 9.1 y 9.5 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 19 de mayo de 2022 (<https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01921>).

En segundo lugar, al ser el ejercicio 2022 el primer año de aplicación de los peajes conforme a la estructura de la Circular 6/2020, se han registrado diversas consultas por parte de transportistas, distribuidores, comercializadoras, Comunidades Autónomas y consumidores sobre diversos aspectos relacionados con la facturación de peajes y cargos, lo que también ha tenido una incidencia en las liquidaciones.

En tercer lugar, como se ha comentado, la introducción de la nueva estructura de peajes ha sido acompañada por medidas encaminadas a facilitar la adaptación de los consumidores a la nueva estructura de peajes, lo que ha dado lugar a modificaciones de peajes y de capacidades contratadas superiores a lo que es habitual.

Por último, durante el ejercicio 2022 se han registrado unos precios del gas excepcionalmente elevados lo que ha llevado al Gobierno a implementar una serie de medidas para mitigar el impacto de los precios sobre los consumidores, que también tiene una incidencia en las liquidaciones.

En consecuencia, se propone incorporar en los peajes del ejercicio 2024 los desvíos de las primas y posponer la incorporación de los desvíos de retribuciones e ingresos hasta disponer de la Liquidación definitiva del ejercicio 2022<sup>17</sup>.

## 6.2. Previsión de cierre del año de gas 2023

En relación con los desvíos que pudieran derivarse del ejercicio 2023, se indica que, conforme a las metodologías establecidas en los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, no cabe considerar desvíos de retribución del ejercicio 2023 en el ejercicio 2024, ya que, por una parte, la Resolución que establece la retribución para el año de gas 2024 contempla que los desvíos de ejercicios anteriores al año 2024 serán incorporados en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes. Y, por otra parte, no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2023 en el ejercicio 2024, en la medida en que no se dispone de los ingresos reales del ejercicio 2023<sup>18</sup>.

---

<sup>17</sup> Como se ha indicado, el desvío que resulte de la liquidación definitiva del ejercicio 2022 estará incorporado en las liquidaciones provisionales del ejercicio 2023, por lo que será necesario desagregar el resultado de la liquidación del ejercicio 2023 entre el propio ejercicio y desvíos de ejercicios anteriores.

<sup>18</sup> Los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, establecen que se deberá incluir entre los costes a recuperar con cargo a los peajes correspondientes, el diferencial existente entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales.

Respecto de las primas, la Circular 6/2020 establece, que las primas obtenidas en las subastas de capacidad de los puntos de entrada y puntos de salida de la red de transporte y las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación serán tenidas en cuenta en la determinación de los respectivos peajes.

En todo caso, a continuación, se analiza la suficiencia de los peajes del ejercicio 2023 para cubrir los costes previstos.

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2023, en el Cuadro 21 se compara el **escenario de demanda** implícito en la Resolución de 19 de mayo de 2022<sup>19</sup> y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2023 resulta un 9,0% inferior a la considerada en la Resolución de 19 de mayo de 2022, motivado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda convencional, parcialmente compensada por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica. En coherencia, se prevé también una reducción de la capacidad contratada equivalente respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio del 2,8%.

**Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2023**

Tipo de consumo	Previsión inicial 2023 (A)			Previsión de cierre (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Generación eléctrica</b>	<b>39</b>	<b>566.984</b>	<b>114.550.000</b>	<b>40</b>	<b>615.177</b>	<b>126.158.120</b>	<b>2,8%</b>	<b>8,5%</b>	<b>10,1%</b>
Península	36	501.043	106.623.500	37	549.236	116.010.981	3,0%	9,6%	8,8%
Balears	3	65.942	7.926.500	3	65.942	10.147.139	0,0%	0,0%	28,0%
<b>Convencional</b>	<b>8.103.568</b>	<b>1.247.124</b>	<b>276.528.722</b>	<b>7.998.817</b>	<b>1.147.361</b>	<b>231.759.467</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-8,0%</b>	<b>-16,2%</b>
P > 60 bar	84	239.901	70.884.573	83	180.566	51.862.877	-1,2%	-24,7%	-26,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	161	123.339	35.186.703	175	106.290	28.948.148	8,8%	-13,8%	-17,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.834	388.609	99.792.347	3.694	335.397	80.620.838	-3,7%	-13,7%	-19,2%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.928.339	486.637	69.301.120	7.827.670	516.169	69.005.174	-1,3%	6,1%	-0,4%
P ≤ 4 bar (PS)	171.150	8.638	1.363.978	167.196	8.938	1.322.430	-2,3%	3,5%	-3,0%
<b>GNL directo (1)</b>			<b>12.605.802</b>			<b>9.467.100</b>			<b>-24,9%</b>
<b>Total</b>	<b>8.103.607</b>	<b>1.814.108</b>	<b>403.684.524</b>	<b>7.998.857</b>	<b>1.762.539</b>	<b>367.384.686</b>	<b>-1,3%</b>	<b>-2,8%</b>	<b>-9,0%</b>

(1) Incluye demanda de plantas satélite uncliente y suministro a gasineras

*Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.*

<sup>19</sup> Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023, cuya Memoria está disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>

Por otra parte, se estima que durante el ejercicio 2023 el nivel de las exportaciones aumentará respecto a las registradas en el ejercicio 2022, debido a que se mantiene durante 2023, las obligaciones de almacenamiento y a la elevada indisponibilidad prevista para las centrales de generación nuclear francesas (véase Cuadro 22).

**Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión inicial 2023 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>30.280.237</b>	<b>227.588</b>	<b>36,5%</b>	<b>52.239.434</b>	<b>343.391</b>	<b>41,7%</b>	<b>72,5%</b>	<b>50,9%</b>	<b>14,3%</b>
CI Tarifa	-	-	-	5.343.572	29.712	49,3%			
VIP Pirineos	27.179.250	213.186	34,9%	35.940.863	259.262	38,0%	32,2%	21,6%	8,7%
VIP Ibérico	3.100.987	14.402	59,0%	10.955.000	54.417	55,2%	253,3%	277,8%	-6,5%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>8.870</b>	<b>69</b>	<b>35,1%</b>	<b>1.860.674</b>	<b>11.867</b>	<b>43,0%</b>	<b>20876,7%</b>	<b>17056,7%</b>	<b>22,3%</b>
Barcelona	1.436	11	35,1%	305.156	1.946	43,0%	21152,6%	17282,4%	22,3%
Cartagena	1.280	10	35,1%	342.966	2.187	43,0%	26693,9%	21814,5%	22,3%
Huelva	1.842	14	35,1%	360.081	2.297	43,0%	19450,8%	15890,5%	22,3%
Bilbao	2.023	16	35,1%	394.422	2.516	43,0%	19392,3%	15842,6%	22,3%
Sagunto	955	7	35,1%	307.443	1.961	43,0%	32092,2%	26229,7%	22,3%
Mugardos	1.334	10	35,1%	150.606	961	43,0%	11189,5%	9133,6%	22,3%
<b>AA.SS.</b>	<b>9.865.532</b>	<b>46.312</b>	<b>58,4%</b>	<b>10.666.060</b>	<b>49.401</b>	<b>59,2%</b>	<b>8,1%</b>	<b>6,7%</b>	<b>1,4%</b>
Serrablo	3.591.156	16.932	58,1%	1.848.065	9.071	55,8%			
Gaviota	2.492.944	11.446	59,7%	6.505.753	30.039	59,3%			
Yela	3.781.431	17.934	57,8%	1.974.252	8.780	61,6%			
Marismas	-	-	-	337.990	1.510	61,3%			
<b>Salida nacional</b>	<b>389.714.744</b>	<b>1.805.470</b>	<b>59,1%</b>	<b>356.595.156</b>	<b>1.753.600</b>	<b>55,7%</b>	<b>-8,5%</b>	<b>-2,9%</b>	<b>-5,8%</b>
P > 60 bar	185.105.249	805.568	63,0%	177.863.004	794.972	61,3%	-3,9%	-1,3%	-2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	123.339	78,2%	28.948.148	106.290	74,6%	-17,7%	-13,8%	-4,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	100.121.672	389.926	70,3%	80.778.830	336.169	65,8%	-19,3%	-13,8%	-6,4%
P ≤ 4 bar	69.301.120	486.637	39,0%	69.005.174	516.169	36,6%	-0,4%	6,1%	-6,1%
<b>TOTAL</b>	<b>429.869.383</b>	<b>2.079.439</b>	<b>56,6%</b>	<b>421.361.325</b>	<b>2.158.259</b>	<b>53,5%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>3,8%</b>	<b>-5,6%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.

Análogamente a lo previsto para el cierre del ejercicio 2022, se estima que la demanda será abastecida en mayor medida por GNL respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio, pasando el GNL de representar el 61,5% de volumen incorporado en el sistema al 72,1% previsto para el cierre del 2023. En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema por las plantas de GNL resultan superiores en un 14,9% y 12,6%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de 19 de mayo de 2022.

**Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión inicial 2023 (A)			Previsión de cierre (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>156.614.721</b>	<b>585.134</b>	<b>73,3%</b>	<b>108.794.120</b>	<b>477.393</b>	<b>62,4%</b>	<b>-30,5%</b>	<b>-18,4%</b>	<b>-14,9%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Almería	106.452.196	349.736	83,4%	98.020.302	278.593	96,4%	-7,9%	-20,3%	15,6%
VIP Pirineos	44.613.440	214.772	56,9%	7.168.853	177.507	11,1%	-83,9%	-17,4%	-80,6%
VIP Ibérico	5.549.086	20.626	73,7%	3.604.965	21.294	46,4%	-35,0%	3,2%	-37,1%
<b>Planta de GNL</b>	<b>265.419.402</b>	<b>933.847</b>	<b>77,9%</b>	<b>305.067.700</b>	<b>1.051.254</b>	<b>79,5%</b>	<b>14,9%</b>	<b>12,6%</b>	<b>2,1%</b>
Barcelona	39.836.309	140.159	77,9%	50.031.996	172.409	79,5%			
Cartagena	41.870.648	147.317	77,9%	56.231.126	193.771	79,5%			
Huelva	55.484.577	195.216	77,9%	59.037.256	203.441	79,5%			
Bilbao	63.668.080	224.009	77,9%	64.667.683	222.843	79,5%			
Sagunto	33.853.122	119.108	77,9%	50.406.932	173.701	79,5%			
Mugardos	30.706.666	108.038	77,9%	24.692.707	85.090	79,5%			
<b>AA.SS.</b>	<b>9.207.881</b>	<b>40.539</b>	<b>62,2%</b>	<b>8.642.017</b>	<b>47.803</b>	<b>49,5%</b>	<b>-6,1%</b>	<b>17,9%</b>	<b>-20,4%</b>
Serrablo	2.587.950	11.446	61,9%	2.274.002	12.999	47,9%	-12,1%	13,6%	-22,6%
Gaviota	3.252.534	14.270	62,4%	4.118.000	22.695	49,7%	26,6%	59,0%	-20,4%
Yela	3.327.670	14.661	62,2%	2.070.015	11.140	50,9%	-37,8%	-24,0%	-18,1%
Marismas	39.728	161	67,4%	180.000	969	50,9%	353,1%	499,7%	-24,5%
<b>Yacimientos</b>	<b>50.469</b>	<b>327</b>	<b>42,3%</b>	<b>314.425</b>	<b>1.342</b>	<b>64,2%</b>	<b>523,0%</b>	<b>310,6%</b>	<b>51,7%</b>
Marismas	-	-	-	-	-	-			
Aznalcázar	750	140	-	25.333	130	53,4%	3277,8%	-7,0%	-
Poseidon	-	-	-	-	-	-			
Viura	49.719	187	72,8%	289.092	1.212	65,4%	481,5%	547,9%	-10,3%
<b>Plantas Biogas</b>	<b>223.000</b>	<b>762</b>	<b>80,2%</b>	<b>211.960</b>	<b>666</b>	<b>87,3%</b>			
Madrid	183.000	625	80,2%	172.960	546	86,8%	-5,5%	-12,7%	8,3%
La Galera	40.000	137	80,2%	39.000	120	89,3%	-2,5%	-12,4%	11,3%
Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-			
Tudela	-	-	-	-	-	-			
Mascaraque	-	-	-	-	-	-			
Sagunto	-	-	-	-	-	-			
Sevilla	-	-	-	-	-	-			
<b>TOTAL</b>	<b>431.515.473</b>	<b>1.560.609</b>	<b>75,8%</b>	<b>423.030.222</b>	<b>1.578.457</b>	<b>73,4%</b>	<b>-2,0%</b>	<b>1,1%</b>	<b>-3,1%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.

En coherencia con lo anterior, se prevé un aumento tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de actividad de regasificación, exceptuada la carga en cisternas respecto de la previsión inicial de 2023 (véase Cuadro 24).

**Cuadro 24. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023**

	Previsión inicial 2023 (A)			Previsión de cierre (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
Descarga de GNL	331	-	286.922.422	371	-	345.868.625	12,1%	-	20,5%
Almacenamiento de GNL	-	19.674.242	4.618.871.951	-	23.147.427	5.165.381.746	-	17,7%	11,8%
Vaporización	-	951.830	265.419.402	-	1.134.378	305.067.700	-	19,2%	14,9%
Carga en Cisternas	-	72.584	15.514.473	-	55.826	11.438.047	-	-23,1%	-26,3%
Trasvase de GNL planta a buque	54	-	19.742.413	150	-	31.157.999	177,8%	-	57,8%
Puesta en frío	-	-	-	8	-	65.553	-	-	-
Trasvase de buque a buque	9	-	176.898	-	-	-	-100,0%	-	-100,0%
Liquefacción Virtual	-	52	8.870	-	12.819	1.860.674	-	24549,6%	20876,7%

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.

En el Cuadro 25 se muestran los **ingresos** que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2023, los peajes

establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022. Como resultado de lo anterior se estiman en 274,6 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de la actividad de regasificación, en 496,4 M€ los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de transporte y en 1.483,6 M€ los ingresos de procedentes de la aplicación de peajes de redes locales. Los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2023 superan a los inicialmente previstos para el ejercicio para las actividades de regasificación (+26,1 M€) y transporte (+8,0 M€) y resultan inferiores para la actividad de redes locales (-36,8 M€).

**Cuadro 25. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023**

	Previsión inicial 2023 (A)	Previsión de cierre 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Ingresos por peajes y cánones</b>	<b>2.257.327.366</b>	<b>2.254.631.122</b>	<b>- 2.696.243</b>	<b>-0,1%</b>
<b>Regasificación</b>	<b>248.477.674</b>	<b>274.583.877</b>	<b>26.106.203</b>	<b>10,5%</b>
<b>Peajes asociados a prestación de servicios</b>	<b>166.072.085</b>	<b>193.851.850</b>	<b>27.779.765</b>	<b>16,7%</b>
Descarga de Buques	9.738.187	11.466.353	1.728.166	17,7%
Almacenamiento de GNL	52.794.606	62.825.624	10.031.018	19,0%
Vaporización	94.682.037	112.177.514	17.495.476	18,5%
Carga en Cisternas	8.073.694	6.163.264	- 1.910.430	-23,7%
Trasvase de GNL planta a buque	710.571	1.121.688	411.117	57,9%
Puesta en frío	-	26.942	26.942	
Trasvase de buque a buque	72.704	-	- 72.704	-100,0%
Liquefacción Virtual	286	70.466	70.180	24551,1%
<b>Peaje de otros costes de regasificación</b>	<b>82.405.589</b>	<b>80.732.027</b>	<b>- 1.673.562</b>	<b>-2,0%</b>
Suministrados desde redes	79.832.321	78.800.739	- 1.031.582	-1,3%
Planta Satélite Unicliente	2.573.268	1.931.288	- 641.980	-24,9%
<b>Transporte</b>	<b>488.478.501</b>	<b>496.446.882</b>	<b>7.968.381</b>	<b>1,6%</b>
<b>Entrada a la red</b>	<b>178.047.896</b>	<b>176.251.568</b>	<b>- 1.796.328</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Salida de la red de transporte</b>	<b>310.430.605</b>	<b>320.195.314</b>	<b>9.764.708</b>	<b>3,1%</b>
Conexiones internacionales	36.483.539	57.624.452	21.140.913	57,9%
Plantas de regasificación	12.270	2.122.824	2.110.553	17200,2%
Almacenamientos subterráneos	537.197	575.967	38.770	7,2%
Salida nacional	273.397.599	259.872.071	- 13.525.528	-4,9%
<b>Redes locales</b>	<b>1.520.371.191</b>	<b>1.483.600.363</b>	<b>- 36.770.827</b>	<b>-2,4%</b>
<b>P &gt; 60 bar</b>	<b>111.506.593</b>	<b>109.503.736</b>	<b>- 2.002.857</b>	<b>-1,8%</b>
<b>16 bar &lt; P ≤ 60 bar</b>	<b>23.633.316</b>	<b>21.774.735</b>	<b>- 1.858.580</b>	<b>-7,9%</b>
<b>4 bar &lt; P ≤ 16 bar</b>	<b>140.240.991</b>	<b>121.165.163</b>	<b>- 19.075.828</b>	<b>-13,6%</b>
<b>P ≤ 4 bar (T&amp;D)</b>	<b>1.226.315.152</b>	<b>1.212.865.784</b>	<b>- 13.449.368</b>	<b>-1,1%</b>
<b>P ≤ 4 bar (PS)</b>	<b>18.675.139</b>	<b>18.290.945</b>	<b>- 384.194</b>	<b>-2,1%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que acompaña a la resolución.

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 26 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2023 y la retribución actualizada con la última información disponible, sin incluir desvíos de ejercicios anteriores. En la actividad de regasificación se registra un desvío negativo respecto de la previsión inicial de -182,3 M€, debido fundamentalmente a las primas obtenidas por las subastas de capacidad, parcialmente compensadas por el mayor coste derivado de la actualización del coste del suministro eléctrico y la incorporación en la retribución del incentivo de mermas. El desvío en la retribución del transporte obedece a la actualización del coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados), parcialmente compensado por los ingresos obtenidos de las subastas de capacidad. Por último, el desvío de redes locales obedece fundamentalmente al menor coste estimado para la actividad de la distribución, motivado por la menor demanda respecto a la inicialmente prevista para el ejercicio, compensado en parte por el incremento del gas de operación.

**Cuadro 26. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023**

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2023 (A)	Previsión de cierre 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
<b>Regasificación</b>	<b>248.477.674</b>	<b>66.144.903</b>	<b>- 182.332.771</b>	<b>-73,4%</b>
Retribución a la inversión	127.739.099	128.145.858	406.759	0,3%
Retribución O&M	145.011.877	193.891.677	48.879.800	33,7%
Retribución por productividad y eficiencia	25.370.106	39.960.761	14.590.656	
Retribución por continuidad del suministro	57.463.258	57.463.258	- 0	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Primas de las subastas	- 132.048.997	- 378.258.982	- 246.209.985	186,5%
<b>Transporte</b>	<b>488.478.501</b>	<b>526.140.539</b>	<b>37.662.038</b>	<b>7,7%</b>
Retribución a la inversión	360.040.170	360.029.228	- 10.942	0,0%
Retribución O&M	81.534.303	83.951.631	2.417.327	3,0%
Gas de operación	46.904.028	100.066.715	53.162.687	113,3%
Primas de las subastas	-	- 17.907.035	- 17.907.035	
Primas del ejercicio	-	- 12.932.795		
Primas del ejercicio n-1	-	- 4.974.240		
Primas del ejercicio n-2	-	-		
<b>Redes locales</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.502.345.318</b>	<b>- 16.313.159</b>	<b>-1,1%</b>
<b>Red de influencia local</b>	<b>145.139.970</b>	<b>146.995.106</b>	<b>1.855.136</b>	<b>1,3%</b>
Retribución a la inversión	99.636.282	99.604.230	- 32.052	0,0%
Retribución O&M	40.549.341	40.951.311	401.970	1,0%
Gas de Operación	4.954.347	6.439.565	1.485.218	30,0%
<b>Red de transporte secundario</b>	<b>66.047.734</b>	<b>66.866.801</b>	<b>819.067</b>	<b>1,2%</b>
Retribución a la inversión	47.343.804	47.343.804	-	0,0%
Retribución O&M	15.986.184	15.990.523	4.339	0,0%
Gas de Operación	2.717.746	3.532.474	814.728	30,0%
<b>Red de distribución</b>	<b>1.307.470.772</b>	<b>1.288.483.411</b>	<b>- 18.987.362</b>	<b>-1,5%</b>
<b>Total</b>	<b>2.255.614.651</b>	<b>2.094.630.759</b>	<b>- 160.983.892</b>	<b>-7,1%</b>

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que la acompaña

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que en 2023 los peajes de regasificación serán suficientes para cubrir la retribución prevista para la actividad, generándose un desajuste positivo estimado en 208,4 M€, justificado por los ingresos de las primas de las subastas de capacidad. Por el contrario, se estima que los ingresos por peajes de transporte y redes locales serán insuficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2023, generándose un desajuste negativo estimado en 34,7 M€ y 20,5 M€. Conforme a los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020 no procede incluir el diferencial existente entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales de 2023 en el ejercicio 2024, puesto que se trata de una estimación para el cierre del ejercicio, pero sí procede incluir los desvíos producidos en las primas de las subastas de capacidad del ejercicio 2023 en los peajes del ejercicio 2024 puesto que se corresponden con valores reales.

**Cuadro 27. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023**

	Regasificación	Transporte	Redes locales
<b>Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)</b>	<b>63.877.214</b>	<b>55.569.073</b>	<b>- 16.313.159</b>
Previsión inicial (A)	380.526.671	488.478.501	1.518.658.477
Previsión de cierre (B)	444.403.885	544.047.574	1.502.345.318
<b>Ingresos (€) (F) = (D) - (E)</b>	<b>26.106.203</b>	<b>7.968.381</b>	<b>- 36.770.827</b>
Previsión inicial (D)	248.477.674	488.478.501	1.520.371.191
Previsión de cierre (E)	274.583.877	496.446.882	1.483.600.363
<b>Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)</b>	<b>246.209.985</b>	<b>12.932.795</b>	<b>n.a.</b>
Previsión inicial (G)	132.048.997	-	n.a.
Previsión de cierre (H)	378.258.982	12.932.795	n.a.
<b>Superávit (+) / Déficit (-) (F) + (I) - (C)</b>	<b>208.438.974</b>	<b>- 34.667.897</b>	<b>- 20.457.669</b>
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	-	-	- 1.712.714
Previsión de cierre (E) + (H) - (B)	208.438.974	- 34.667.897	- 18.744.954

Fuente: CNMC, Resolución de 19 de mayo de 2022 y memoria que la acompaña

### 6.3. Tratamiento de los desvíos de años anteriores

Como se recoge en los epígrafes anteriores, para el ejercicio 2022 se prevé un superávit de ingresos para todas las actividades, mientras que para el ejercicio 2023 se prevé un superávit para la actividad de regasificación y un déficit de ingresos para las actividades de transporte y redes locales.

Conforme a la Circular 6/2020, cabría imputar en los peajes del ejercicio 2024 los desvíos de retribución, ingresos por peajes y primas de las subastas de capacidad registrados en el ejercicio 2022 y los desvíos de las primas de las subastas de capacidad registrados en el ejercicio 2023. En el cuadro inferior se muestran los desvíos del ejercicio 2022 pendientes de imputar y los desvíos de las primas de capacidad del ejercicio 2023 susceptibles de ser incorporados en los peajes del ejercicio 2024. En particular, cabría incorporar en la determinación de los peajes de regasificación, transporte y redes locales un superávit de ingresos de 391,8 M€, 66,1 M€ y 21,5 M€, respectivamente (véase Cuadro 28).

**Cuadro 28. Desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 susceptibles de ser incorporados en la determinación de los peajes del ejercicio 2024**

	<b>Regasificación</b>	<b>Transporte</b>	<b>Redes locales</b>
<b>Desvíos ejercicio 2022 pendientes de imputar (€) (A)</b>	<b>145.620.629</b>	<b>53.200.908</b>	<b>21.515.190</b>
- Desvío retribución	69.010.898	72.430.879	12.886.157
+ Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
+ Desvío de primas	77.990.516	4.974.240	-
<b>Desvíos 2023 a considerar en peajes 2024 (B)</b>	<b>246.209.985</b>	<b>12.932.795</b>	<b>n.a.</b>
- Desvío retribución	n.a.	n.a.	n.a.
+ Desvío de ingresos	n.a.	n.a.	n.a.
+ Desvío de primas	246.209.985	12.932.795	n.a.
<b>Desvíos de ejercicios anteriores a considerar en peajes 2024 (€) (A) + (B)</b>	<b>391.830.614</b>	<b>66.133.703</b>	<b>21.515.190</b>
- Desvío retribución	69.010.898	72.430.879	12.886.157
+ Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
+ Desvío de primas	324.200.501	17.907.035	<b>n.a.</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 29 se compara la retribución que cabría imputar en los peajes del ejercicio 2024 en caso de considerar la totalidad de los desvíos de ejercicios anteriores con la retribución implícita en la determinación de los peajes del ejercicio 2023. Se observa que en caso de incorporar la totalidad de los desvíos resultarían peajes negativos para la actividad de regasificación y una reducción relevante de la retribución de los peajes de transporte.

**Cuadro 29. Variación de la retribución de peajes 2024 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2023 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores**

Retribución (€)	Retribución considerada en peajes del ejercicio 2023 (A)	Retribución del ejercicio 2024 (B)	Primas del ejercicio 2024 (C)	Desvíos de ejercicios anteriores (D)	Total retribución considerada en peajes 2024 (E) = (B) + (C) + (D)	% variación sobre retribución asignada en peajes 2023 (E) sobre (A)
Regasificación	248.477.674	407.450.765	- 162.304.105	- 391.830.614	- 146.683.955	-159,0%
Transporte	488.478.501	512.829.493		- 66.133.703	446.695.790	-8,6%
Redes locales	1.518.658.477	1.455.874.592		- 21.515.190	1.434.359.402	-5,6%
<b>Total</b>	<b>2.255.614.651</b>	<b>2.376.154.850</b>	<b>- 162.304.105</b>	<b>- 479.479.507</b>	<b>1.734.371.237</b>	<b>-23,1%</b>

Fuente: CNMC

En relación con lo anterior, se señala que en el ejercicio 2025 habría que considerar los desvíos del ejercicio 2023 no considerados en la determinación de los peajes del ejercicio 2024, esto es, el desvío de ingresos y costes del ejercicio 2023, puesto que el desvío de las primas ya se ha considerado en la determinación de los peajes del ejercicio 2024. Como se ha visto en el epígrafe anterior, para todas las actividades se estima un déficit de ingresos para cubrir la retribución prevista para el ejercicio, lo que supondría imputar mayor coste en los peajes del ejercicio 2025 y, por tanto, un incremento de la retribución respecto de la considerada en la determinación de los peajes de 2024 (véase Cuadro 30).

**Cuadro 30. Variación de la retribución de peajes 2025 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2024 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores**

Retribución (€)	Retribución considerada en peajes del ejercicio 2024 (A)	Retribución del ejercicio 2025 (B)	Primas del ejercicio 2025 (C)	Desvíos de ejercicios anteriores (D)	Total retribución considerada en peajes 2025 (E) = (B) + (C) + (D)	% variación sobre retribución asignada en peajes 2024 (E) sobre (A)
Regasificación	- 146.683.955	380.214.877	- 83.927.439	37.771.011	334.058.449	
Transporte	446.695.790	426.647.574		47.600.692	474.248.266	6,2%
Redes locales	1.434.359.402	1.392.245.228		20.457.669	1.412.702.896	-1,5%
<b>Total</b>	<b>1.734.371.237</b>	<b>2.199.107.678</b>	<b>- 83.927.439</b>	<b>105.829.372</b>	<b>2.221.009.611</b>	<b>28,1%</b>

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta la evolución de la retribución y que los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2022 se compensan con los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2023, se propone posponer la incorporación de los desvíos de ingresos y costes del ejercicio 2022.

Respecto de las primas resultantes de las subastas de capacidad de la actividad de regasificación, cabe señalar que el desvío registrado en las

mismas es trasladado por los comercializadores a los consumidores en el componente de energía, por lo que su no consideración en la determinación de los peajes implicaría un mayor coste por el suministro para los consumidores.

Al respecto, cabe señalar que las primas registradas para la actividad de regasificación obedecen, en gran medida, a la tensión de precios de gas natural registrada en los mercados internacionales, a la capacidad disponible en el sistema gasista español y a la flexibilidad de que disponen los agentes para deshacer posiciones. Ello ha hecho que, a pesar de la contracción registrada por la demanda nacional durante 2023, las primas de las subastas de capacidad de la actividad de regasificación hayan aumentado significativamente respecto de las registradas en el ejercicio 2022.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, así como la incertidumbre sobre las variables de facturación previstas para 2024 señaladas en el epígrafe 4.1 y con objeto de trasladar a la demanda nacional el impacto del incremento de las primas a la vez que se introduce cierta estabilidad en la evolución de los peajes asociados a la actividad de regasificación, se propone considerar el desvío de las primas de las subastas correspondientes al ejercicio 2022 en la determinación de los peajes de regasificación del ejercicio 2024 conjuntamente con las primas del ejercicio 2024 y asignar el desvío registrado en las primas de regasificación correspondientes al ejercicio 2023 en la salida nacional, proporcionalmente a la suma de facturación del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje de otros costes de regasificación, y ser facturada mediante el peaje de otros costes de regasificación.

En relación con lo anterior, con posterioridad a la aprobación de la Circular 6/2020, el contexto singular resultante de la recuperación tras la crisis del COVID-19 y la guerra de Ucrania han tenido gran impacto en el mercado del gas natural, lo que ha generado desvíos excepcionales, tanto en la retribución de las actividades, como en los ingresos procedentes de peajes y primas. Por tal motivo, y en dicho contexto, se hace necesario revisar la metodología de la Circular 6/2020, en particular, para contemplar el tratamiento de los posibles desvíos excepcionales. Todo ello con objeto de introducir mayor transparencia, estabilidad y seguridad jurídica.

## 7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE

En el presente apartado se determinan los peajes de acceso a la red de transporte troncal conforme a la metodología descrita en el capítulo II y en el Anexo I de la Circular 6/2020.

En la página web de la CNMC, junto a la presente Memoria, se publica el fichero “Modelo transporte.xls” en el que se reflejan los cálculos de la mencionada metodología y se incluye la siguiente información: (i) capacidades previstas por punto de entrada y salida hasta el año de gas 2026, (ii) distancia entre los puntos de entrada y salida, (iii) términos de capacidad de entrada y salida a la red de transporte resultantes de la metodología distancia ponderada por capacidad hasta el año de gas 2026.

### 7.1. Parámetros de la metodología

#### 7.1.1. Modelo de red de transporte

Se ha considerado la red de transporte troncal existente en el momento de la determinación de los peajes<sup>20</sup>, con las siguientes excepciones:

- a) Se han simplificado los siguientes gasoductos:
  - Montesa-Tivissa
  - Tivissa-Arbós
  - Arbós-Castellvi de Rosanes
  - Castellvi de Rosanes-Planta de regasificación de Barcelona
  - Tivissa-Mediana de Zaragoza
  - Planta de regasificación de Huelva-Palomares del Río
  - Getafe-Algete
  - Algete-Sanchinarro
  - Santurce-Vergara
  
- b) Se ha considerado un único punto de entrada a la red de transporte desde la planta de regasificación de Barcelona, pese a que esta consta de dos conexiones con la red de transporte (45 bar y 72 bar).

---

<sup>20</sup> Definida en el Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2012-14040>)

### 7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte

Atendiendo al modelo de red considerado y a las infraestructuras en operación, se han considerado los siguientes puntos de entrada al sistema:

- a) Las conexiones internacionales mediante gasoducto (Tarifa, Almería, Badajoz, Tuy, Biriadou y Larrau).
- b) Las entradas desde las plantas de regasificación: Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto, Mugardos y El Musel.
- c) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón, Viura y Alnazzázar.
- d) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid, BIO La Galera, BIO Arenas de Iguña y BIO Almansa y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse: BIO Tudela, BIO Mascaraque, BIO Sagunto y BIO Sevilla.
- e) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

### 7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte

Por otra parte, se consideran como puntos de salida:

- a) Las conexiones internacionales de Badajoz, Tuy, Biriadou, Larrau y Tarifa.
- b) Las salidas hacia los yacimientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas
- c) Cada una de las salidas de la red de transporte troncal hacia la red de transporte no troncal, hacia la red de transporte secundario o la red de distribución.
- d) Salida hacia cada una de las plantas de regasificación (contraflujo no físico)

### 7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida

Una vez definidos el modelo de red de transporte, los puntos de entrada y salida, el cálculo de la distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida de la red de transporte se ha realizado empleando el algoritmo de Dijkstra.

A estos efectos se ha solicitado la información necesaria para su cálculo al GTS. En particular, el GTS ha facilitado la distancia de cada una de las posiciones de la red de transporte a todas las posiciones adyacentes a la misma. Se indica que de acuerdo con la información aportada por el GTS el único gasoducto no bidireccional de la red de transporte es el existente entre las estaciones de compresión de Córdoba y Almendralejo.

#### **7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte**

En el Cuadro 31 y en el Cuadro 32 se muestran la capacidad contratada equivalente y el volumen, desagregado por punto de entrada y por punto de salida previstas para el año de gas 2024. En el Anexo I de la Memoria se incluye el detalle de las hipótesis consideradas en su determinación. Se indica que en la previsión se excluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

**Cuadro 31. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de entrada a la red de transporte**

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>103.981.120</b>	<b>445.865.738</b>	<b>63,7%</b>
CI Tarifa	-	-	
CI Almería	88.345.184	250.636.267	96,3%
CI Biriadou	3.226.179	46.972.635	18,8%
CI Larrau	8.871.992	129.174.747	18,8%
CI Badajoz	2.432.214	13.118.936	50,7%
CI Tuy	1.105.552	5.963.153	50,7%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>259.378.398</b>	<b>893.417.755</b>	<b>79,3%</b>
Barcelona	41.781.480	143.914.514	79,3%
Cartagena	46.958.344	161.746.000	79,3%
Huelva	49.301.730	169.817.692	79,3%
Bilbao	54.003.672	186.013.331	79,3%
Sagunto	42.094.587	144.992.999	79,3%
Mugaros	20.620.761	71.027.326	79,3%
El Musel	4.617.823	15.905.894	79,3%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>5.319.380</b>	<b>24.058.840</b>	<b>60,4%</b>
Serrablo	1.100.000	4.719.189	63,7%
Gaviota	3.440.000	15.986.365	58,8%
Yela	600.000	2.504.987	65,4%
Marismas	179.380	848.300	57,8%
<b>Otros</b>	<b>563.455</b>	<b>2.042.735</b>	<b>75,4%</b>
Yac. Marismas	-	-	
YAC Alnalcázar	25.333	120.551	57,4%
Yac. Poseidon	-	-	
Yac. Viura	279.021	1.122.332	67,9%
BIO Madrid	180.000	566.541	86,8%
BIO La Galera	52.000	159.171	89,3%
BIO Medina Sidonia	-	-	
BIO Tudela	-	-	
BIO Mascaraque	-	-	
BIO Sagunto	-	-	
BIO Sevilla	-	-	
BIO Arenas de Iguña	10.000	27.397	99,7%
BIO Almansa	17.100	46.743	100,0%
<b>TOTAL</b>	<b>369.242.353</b>	<b>1.365.385.068</b>	<b>73,9%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 32. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de salida de la red de transporte**

Puntos de salida	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)
<b>Conexión Internacional</b>	<b>36.124.476</b>	<b>229.194.856</b>	<b>43,1%</b>
CI Tarifa	3.187.303	17.386.388	50,1%
CI Biriadou	8.501.858	61.043.959	38,1%
CI Larrau	14.028.065	100.722.532	38,1%
CI Badajoz	9.684.524	46.566.840	56,8%
CI Tuy	722.726	3.475.137	56,8%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>1.894.401</b>	<b>12.081.349</b>	<b>42,8%</b>
Barcelona	305.156	1.946.101	42,8%
Cartagena	342.966	2.187.230	42,8%
Huelva	360.081	2.296.380	42,8%
Bilbao	394.422	2.515.388	42,8%
Sagunto	307.443	1.960.685	42,8%
Mugardos	150.606	960.476	42,8%
El Musel	33.727	215.089	42,8%
<b>Desde AA.SS.</b>	<b>7.421.378</b>	<b>31.900.677</b>	<b>63,6%</b>
Serrablo	1.700.000	7.243.144	64,1%
Gaviota	3.364.000	14.597.309	63,0%
Yela	2.300.000	9.808.279	64,1%
Marismas	57.378	251.946	62,2%
<b>Salida nacional</b>	<b>322.572.754</b>	<b>1.588.314.093</b>	<b>55,5%</b>
P > 60 bar	139.542.445	614.881.914	62,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	108.962.307	75,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.617.834	346.255.794	66,0%
P ≤ 4 bar	69.307.242	518.214.078	36,5%
<b>TOTAL</b>	<b>368.013.010</b>	<b>1.861.490.975</b>	<b>54,0%</b>

Fuente: CNMC

## 7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte

Conforme al artículo 6 de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de transporte se incluirá la retribución establecida en la

correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de transporte de la red troncal prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la red de transporte troncal no contemplados en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, la prima que resulte de las subastas de capacidad en los puntos de interconexión virtuales.

Respecto de la retribución del transporte prevista para el año de gas 2024, en la determinación de los peajes se ha considerado la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio en la Resolución de retribución 2024 así como las primas de las subastas de capacidad de la red de transporte de los años de gas 2022 y 2023, 17.907.035 € en total, 4.974.240 € correspondientes al ejercicio 2022 y 12.932.795 € correspondientes al ejercicio 2023.

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, como se indica en el epígrafe 6, no se considerarán hasta disponer de la Liquidación definitiva del ejercicio 2022.

En el Cuadro 33 se resume la retribución asociada al transporte troncal prevista para el año de gas 2024 que se ha considerado en la determinación de los peajes correspondientes.

**Cuadro 33. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Año de gas 2024	% sobre el total
<b>Retribución prevista para el ejercicio</b>	<b>512.829.493</b>	<b>100,0%</b>
Retribución a la inversión	202.913.964	41,0%
Retribución O&M	101.455.619	20,5%
Retribución por productividad y eficiencia (ARPE)	108.393.195	21,9%
Gas de operación	100.066.715	20,2%
<b>Revisión retribución de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Compensaciones por interrumpibilidad</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total Retribución</b>	<b>512.829.493</b>	<b>100,0%</b>
<b>Primas de las subastas</b>	<b>- 17.907.035</b>	
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>100,0%</b>

*Fuente: CNMC, Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la regasificación para el año de gas 2024*

Conforme a lo previsto en el apartado segundo de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, y el resuelve segundo de la Resolución de Resolución de 19 de mayo de 2022, para el año de gas 2024 el 40% de la retribución reconocida a la actividad de transporte, exceptuando la parte de la retribución reconocida por el gas de operación, se asigna a los términos fijos de capacidad contratada de los peajes de entrada y el 60% a los términos fijos por capacidad contratada de los peajes salida de la red de transporte, mientras que la retribución reconocida por el gas de operación se asigna al término variable por volumen.

En el Cuadro 34 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el año de gas 2024 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

**Cuadro 34. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión año de gas 2024	% sobre el total	Término de capacidad [(A) + (B) + (C)] * 40%		Término variable
			Entrada	Salida	
Retribución a la inversión (1)	185.006.929 (A)	37,4%			
Retribución O&M	101.455.619 (B)	20,5%			
Retribución ARPE	108.393.195 (C)	21,9%			
Gas de operación	100.066.715 (D)	20,2%			100.066.715
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>100,0%</b>	<b>157.942.297</b>	<b>236.913.446</b>	<b>100.066.715</b>

(1) Incluye las primas de las subastas de capacidad

Fuente: CNMC

### 7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad

#### 7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal

En el Cuadro 35 se muestran los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por punto de entrada físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y el apartado 4 del Anexo I de la Circular 6/2020.

**Cuadro 35. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico<sup>21</sup>.**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente (CAP <sub>En</sub> )	Distancia ponderada (AD <sub>En</sub> )	Ponderación del coste (W <sub>C,En</sub> )	Retribución a recuperar (R <sub>En</sub> )	Término de capacidad de entrada (TE <sub>n</sub> )
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	-	898	0,000%	-	146,99
CI Almería	250.636	825	21,425%	33.839.220	135,01
CI Biriattou	46.973	630	3,066%	4.842.942	103,10
CI Larrau	129.175	589	7,880%	12.445.418	96,35
CI Badajoz	13.119	986	1,340%	2.117.201	161,39
CI Tuy	5.963	1.110	0,686%	1.083.375	181,68
PR Barcelona	143.915	634	9,444%	14.915.771	103,64
PR Cartagena	161.746	718	12,029%	18.998.434	117,46
PR Huelva	169.818	864	15,193%	23.996.281	141,31
PR Bilbao	186.013	564	10,860%	17.152.386	92,21
PR Sagunto	144.993	554	8,326%	13.150.809	90,70
PR Mugaros	71.027	964	7,096%	11.207.552	157,79
PR El Musel	15.906	697	1,148%	1.813.123	113,99
YAC Marismas	-	824	0,000%	-	134,83
YAC Aznalcázar	121	804	0,010%	15.849	131,47
YAC Poseidón	-	850	0,000%	-	139,11
YAC Viura	1.122	450	0,052%	82.659	73,65
BIO Madrid	567	494	0,029%	45.781	80,81
BIO La Galera	159	526	0,009%	13.698	86,06
BIO Medina Sidonia	-	851	0,000%	-	139,26
BIO Tudela	-	462	0,000%	-	75,60
BIO Mascaraque	-	544	0,000%	-	89,03
BIO Sagunto	-	547	0,000%	-	89,50
BIO Sevilla	-	787	0,000%	-	128,70
BIO Arenas de Iguña	27	549	0,002%	2.463	89,90
BIO Almansa	47	567	0,003%	4.334	92,73
AASS Serrablo	4.719	601	0,294%	463.901	98,30
AASS Gaviota	15.986	547	0,906%	1.431.169	89,52
AASS Yela	2.505	502	0,130%	205.552	82,06
AASS Marismas	848	824	0,072%	114.376	134,83
<b>TOTAL</b>	<b>1.365.385</b>	<b>707</b>	<b>100%</b>	<b>157.942.297</b>	<b>115,68</b>

Fuente: CNMC

Se indica que el término de capacidad de las entradas por la interconexión de Tarifa, por los yacimientos de Marismas y Poseidón, y por las plantas de Biogás de Medina Sidonia, Tudela, Mascaraque, Sagunto y Sevilla resultan indeterminados al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2024 nula, por lo que en aplicación de lo establecido en el artículo 11.2 el término de capacidad se corresponde con el

<sup>21</sup> CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AASS: Almacenamiento subterráneo



Adicionalmente, teniendo en cuenta que los AA.SS. y la regasificación se gestionan de forma conjunta por el GTS sin que los comercializadores tengan capacidad de decisión sobre la utilización de una instalación concreta, el artículo 12 de la Circular 6/2020 establece el mismo término de capacidad a las entradas de transporte desde las plantas de regasificación y desde los AA.SS.

En el Cuadro 36 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

**Cuadro 36. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	146,99	27,1%	-
CI Almería	250.636	135,01	16,7%	33.839.220
VIP Pirineos	176.147	98,15	-15,2%	17.288.360
VIP Ibérico	19.082	167,73	45,0%	3.200.577
Plantas GNL	893.418	113,31	-2,0%	101.234.357
AA.SS	24.059	92,07	-20,4%	2.214.999
YAC Marismas	-	134,83	16,6%	-
YAC Aznalcázar	121	131,47	13,7%	15.849
YAC Poseidón	-	139,11	20,3%	-
YAC Viura	1.122	73,65	-36,3%	82.659
BIO Madrid	567	80,81	-30,1%	45.781
BIO La Galera	159	86,06	-25,6%	13.698
BIO Medina Sidonia	-	139,26	20,4%	-
BIO Tudela	-	75,60	-34,6%	-
BIO Mascaraque	-	89,03	-23,0%	-
BIO Sagunto	-	89,50	-22,6%	-
BIO Sevilla	-	128,70	11,3%	-
BIO Arenas de Iguña	27	89,90	-22,3%	2.463
BIO Almansa	47	92,73	-19,8%	4.334
<b>TOTAL</b>	<b>1.365.385</b>	<b>115,68</b>	<b>0,0%</b>	<b>157.942.297</b>

Fuente: CNMC

Conforme a los puntos 12.3 y 12.4 de la Circular, se aplica un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas desde o hacia los AA.SS. y un descuento del 13,9% al peaje de entrada a la red de transporte desde plantas de GNL. En consecuencia, se hace necesario ajustar los términos de capacidad de los peajes aplicables al resto de puntos de entrada, con objeto de asegurar la suficiencia (véase Cuadro 37).

**Cuadro 37. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460**

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	146,99	-	163,89	-
CI Almería	250.636	135,01	33.839.220	150,54	37.729.815
VIP Pirineos	176.147	98,15	17.288.360	109,43	19.276.053
VIP Ibérico	19.082	167,73	3.200.577	187,01	3.568.556
Plantas GNL	893.418	97,56	87.162.781	108,78	97.184.142
YAC Marismas	-	134,83	-	150,33	-
YAC Aznalcázar	121	131,47	15.849	146,59	17.671
YAC Poseidón	-	139,11	-	155,10	-
YAC Viura	1.122	73,65	82.659	82,12	92.163
BIO Madrid	567	80,81	45.781	90,10	51.044
BIO La Galera	159	86,06	13.698	95,95	15.273
BIO Medina Sidonia	-	139,26	-	155,27	-
BIO Tudela	-	75,60	-	84,29	-
BIO Mascaraque	-	89,03	-	99,27	-
BIO Sagunto	-	89,50	-	99,79	-
BIO Sevilla	-	128,70	-	143,50	-
BIO Arenas de Iguña	27	89,90	2.463	100,24	2.746
BIO Almansa	47	92,73	4.334	103,39	4.833
<b>TOTAL INGRESOS (A)</b>	<b>1.341.326</b>	<b>105,61</b>	<b>141.655.723</b>	<b>117,75</b>	<b>157.942.297</b>
<b>TOTAL RETRIBUCIÓN (B)</b>			<b>157.942.297</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,114973</b>		

Fuente: CNMC

### 7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal

En el Cuadro 38 se muestran los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal por punto de salida físico calculados conforme a la metodología establecida en el artículo 10 y apartado 5 del Anexo I de la Circular 6/2020. Se indica que, a efectos de la presentación del resultado, se muestran los puntos de salida nacionales agrupados. No obstante, en el libro Excel que acompaña a la Memoria de la Resolución se dispone del resultado por punto de salida físico.

**Cuadro 38. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP <sub>Ex</sub> )	Distancia ponderada (AD <sub>Ex</sub> )	Ponderación del coste (W <sub>C,Ex</sub> )	Retribución a recuperar (R <sub>Ex</sub> )	Término de capacidad de salida (TE <sub>Ex</sub> )
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	17.386	1.000	1,32%	3.124.480	179,71
CI Biriattou	61.044	775	3,59%	8.506.097	139,34
CI Larrau	100.723	754	5,76%	13.654.997	135,57
CI Badajoz	46.567	887	3,13%	7.419.826	159,34
CI Tuy	3.475	1.234	0,33%	770.569	221,74
PR Barcelona	1.946	766	0,11%	267.884	137,65
PR Cartagena	2.187	715	0,12%	281.054	128,50
PR Huelva	2.296	1.029	0,18%	424.637	184,92
PR Bilbao	2.515	792	0,15%	358.110	142,37
PR Sagunto	1.961	621	0,09%	218.717	111,55
PR Mugardos	960	1.137	0,08%	196.327	204,41
PR El Musel	215	832	0,01%	32.146	149,45
AS Serrablo	7.243	713	0,39%	928.618	128,21
AS Gaviota	14.597	685	0,76%	1.796.890	123,10
AS Marismas	252	870	0,02%	39.415	156,44
AS Yela	9.808	599	0,45%	1.055.207	107,58
Salida nacional	1.588.314		83,51%	197.838.472	124,56
<b>TOTAL</b>	<b>1.861.491</b>	<b>117</b>	<b>100%</b>	<b>236.913.446</b>	<b>127,27</b>

Fuente: CNMC

### 7.3.2.1. Ajustes en los términos de capacidad del peaje de salida a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad de los peajes de salida de cada uno de los puntos físicos considerados en el modelo de red, se procede al cálculo de los términos de capacidad de los puntos de interconexión virtual de Francia y Portugal, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, en coherencia con los términos de capacidad de los peajes de entrada, y en aplicación de lo establecido en el artículo 12 de la Circular 6/2020 se ha procedido a la nivelación de precios de las salidas hacia los AA.SS., las plantas de GNL y las salidas de transporte hacia las redes locales.

En el Cuadro 39 se muestran los términos de los peajes de salida de la red troncal que resultan para cada una de las agrupaciones de puntos considerada.

**Cuadro 39. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de salida €/MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.588.314	124,56	-2,13%	197.838.472
CI Tarifa	17.386	179,71	41,20%	3.124.480
VIP Pirineos	161.766	136,99	7,64%	22.161.094
VIP Ibérico	50.042	163,67	28,60%	8.190.395
AA.SS	31.901	119,75	-5,91%	3.820.130
Plantas GNL	12.081	147,24	15,69%	1.778.874
<b>TOTAL</b>	<b>1.861.491</b>	<b>127,27</b>	<b>0,00%</b>	<b>236.913.446</b>

Fuente: CNMC

Análogamente al peaje de entrada a la red de transporte, conforme al artículo 12.3 de la Circular 6/2020, se ha aplicado un descuento del 100% a las salidas hacia los AA.SS., por lo que se hace necesario ajustar los precios del resto de peajes de salida (véase Cuadro 40).

Se observa que el término de capacidad de salida hacia los consumidores nacionales es inferior al coste medio, mientras que los precios de salida del resto de puntos de interconexión están por encima del coste medio.

**Cuadro 40. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previstos en el artículo 12 de la Circular 6/2020**

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.588.314	124,56	197.838.472	126,60	201.080.816
CI Tarifa	17.386	179,71	3.124.480	182,65	3.175.687
VIP Pirineos	161.766	136,99	22.161.094	139,24	22.524.289
VIP Ibérico	50.042	163,67	8.190.395	166,35	8.324.627
Plantas GNL	12.081	147,24	1.778.874	149,65	1.808.028
<b>TOTAL INGRESOS (A)</b>	<b>1.829.590</b>	<b>127,40</b>	<b>233.093.316</b>	<b>129,49</b>	<b>236.913.446</b>
<b>TOTAL RETRIBUCIÓN (B)</b>			<b>236.913.446</b>		
<b>Factor de ajuste (B)/(A)</b>			<b>1,0164</b>		

Fuente: CNMC

Los consumidores cuyo consumo anual no supera los 5 GWh no tienen la obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado en un periodo determinado, por lo que se sustituye el término fijo por caudal por un término fijo por cliente resultado del cociente de la retribución que se debe recuperar de cada grupo tarifario entre el número de consumidores que conforma dicho grupo tarifario (véase Cuadro 41).

**Cuadro 41. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	77.787	126,60	9.847.895	2,20
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	186.218	126,60	23.575.250	8,03
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	53.932	126,60	6.827.769	18,37
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	45.881	126,60	5.808.502	117,06
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.022	98.185	126,60	12.430.244	591,29
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.184	48.056	126,60	6.083.940	1.910,51

Fuente: CNMC

## 7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

En el Cuadro 42 se muestra el término variable del peaje de transporte, que, conforme al artículo 13 y al apartado 6 del Anexo I de la Circular, será único y se aplicará a todas las entradas y salidas de la red de transporte.

**Cuadro 42. Término variable de transporte.**

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)
<b>Retribución del gas de operación (A)</b>	<b>100.066.715</b>

	Volumen (MWh)
<b>Variable inductora del coste (B)</b>	<b>737.255.363</b>
Volumen inyectado en la red troncal	369.242.353
Volumen extraído de la red troncal	368.013.010

	Término variable (€/MWh)
<b>Término variable del peaje (A)/(B)</b>	<b>0,135729</b>

Fuente: CNMC

## 7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año

En los cuadros siguientes se muestran los multiplicadores para los contratos de duración inferior a un año que resultan de aplicar el artículo 14 de la Circular 6/2020.

**Cuadro 43. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte**

Producto	Año de Gas				Promedio
	2019	2020	2021	2022	
Trimestral	1,12	1,19	1,14	1,11	1,10
Mensual	1,17	1,33	1,26	1,21	1,20
Diario	1,38	1,57	1,50	1,56	1,50
Intradiarario	-	-	-	-	5,40

Fuente: CNMC

**Cuadro 44. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales**

Producto	Año de Gas				Promedio
	2019	2020	2021	2022	
Trimestral	1,11	1,19	1,16	1,15	1,20
Mensual	1,15	1,32	1,31	1,26	1,30
Diario	1,36	1,55	1,55	1,64	1,50
Intradiarario	-	-	-	-	3,80

Fuente: CNMC

**Cuadro 45. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales**

**1.- Demanda Nacional**

Mes	2019	2020	2021	2022	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	38.987	38.525	37.488	40.780	38.945	10,7%
Febrero	31.593	30.846	27.176	33.652	30.817	8,4%
Marzo	30.074	28.464	30.843	32.963	30.586	8,4%
Abril	29.379	22.609	29.791	26.061	26.960	7,4%
Mayo	29.280	21.564	25.845	24.864	25.388	6,9%
Junio	29.862	24.991	26.206	28.350	27.352	7,5%
Julio	33.592	30.335	26.642	30.430	30.250	8,3%
Agosto	31.940	27.698	26.098	27.640	28.344	7,8%
Septiembre	30.097	28.144	29.059	27.413	28.678	7,8%
Octubre	27.222	32.473	27.606	28.565	28.967	7,9%
Noviembre	33.316	34.681	31.356	38.723	34.519	9,4%
Diciembre	34.090	33.376	34.372	37.394	34.808	9,5%
<b>TOTAL</b>	<b>379.433</b>	<b>353.706</b>	<b>352.481</b>	<b>376.836</b>	<b>365.614</b>	<b>100,0%</b>

**2.- Factores Estacionales mensuales**

Mes	Peso del mes en el año	Factores estaciones iniciales	Factores estacionales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$Q_{m,a}$	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^{1,6}$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	10,7%	1,421	1,41	1,8388	1,84
Febrero	8,4%	1,016	1,01	1,3154	1,32
Marzo	8,4%	1,006	1,00	1,3014	1,30
Abril	7,4%	0,839	0,84	1,0864	1,09
Mayo	6,9%	0,770	0,77	0,9970	1,00
Junio	7,5%	0,857	0,85	1,1091	1,11
Julio	8,3%	0,990	0,99	1,2810	1,28
Agosto	7,8%	0,902	0,90	1,1671	1,17
Septiembre	7,8%	0,917	0,91	1,1868	1,19
Octubre	7,9%	0,930	0,93	1,2039	1,20
Noviembre	9,4%	1,196	1,19	1,5473	1,55
Diciembre	9,5%	1,210	1,20	1,5658	1,57
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>1,004</b>	<b>1,00</b>	<b>1,3000</b>	<b>1,30</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>		<b>0,996</b>			
<b>Potencia considerada</b>		<b>1,431</b>			

**3.- Factores Estacionales Trimestrales**

Mes		Factores estacionales trimestrales iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
		$C_{T0,t}$	$C_{M,m} \times CA$		
Q1		1,001	1,115	1,3378	1,34
Q2		0,767	0,854	1,0248	1,02
Q3		0,898	1,000	1,1997	1,20
Q4		0,926	1,031	1,2376	1,24
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>		<b>0,898</b>	<b>1,000</b>	<b>1,2000</b>	<b>1,20</b>
<b>Coefficiente de ajuste (CA = <math>M_m / P</math>)</b>		<b>1,114</b>			

#### 4.- Factores Estacionales Diarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,414	1,414	2,121	2,12
Febrero	1,012	1,012	1,518	1,52
Marzo	1,001	1,001	1,502	1,50
Abril	0,836	0,836	1,254	1,25
Mayo	0,767	0,767	1,151	1,15
Junio	0,853	0,853	1,280	1,28
Julio	0,985	0,985	1,478	1,48
Agosto	0,898	0,898	1,347	1,35
Septiembre	0,913	0,913	1,370	1,37
Octubre	0,926	0,926	1,389	1,39
Noviembre	1,190	1,190	1,785	1,79
Diciembre	1,204	1,204	1,806	1,81
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>1,500</b>	<b>1,50</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>	<b>1,000</b>			

#### 5.- Factores Estacionales Intradarios

Mes	Factores estacionales diarios iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
	$F_{M,m} = (F_{m,a} \times 12)^2$	$F_{M,m} \times CA$		
Enero	1,414	1,414	5,3700	5,37
Febrero	1,012	1,012	3,8500	3,85
Marzo	1,001	1,001	3,8000	3,80
Abril	0,836	0,836	3,1800	3,18
Mayo	0,767	0,767	2,9100	2,91
Junio	0,853	0,853	3,2400	3,24
Julio	0,985	0,985	3,7400	3,74
Agosto	0,898	0,898	3,4100	3,41
Septiembre	0,913	0,913	3,4700	3,47
Octubre	0,926	0,926	3,5200	3,52
Noviembre	1,190	1,190	4,5200	4,52
Diciembre	1,204	1,204	4,5800	4,58
<b>Promedio factores estacionales (P)</b>	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>	<b>3,7992</b>	<b>3,80</b>
<b>Coefficiente de ajuste</b>	<b>1,000</b>			

Fuente: CNMC

Cabe señalar que, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo, los multiplicadores que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 se reducen respecto de los incluidos en la Resolución de peajes de 2023 en los productos trimestrales, mensuales e intradarios en la entrada el 8,3%, el 7,7% y el 5,3%, respectivamente, y en el producto diario en la salida el 6,3%. El resto de productos mantiene los multiplicadores de la Resolución de peajes de 2023.

**Cuadro 46. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales de la red de transporte. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023**

Mes	Resolución año de gas 2023				Resolución año de gas 2024				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Entradas	1,20	1,30	1,50	5,70	1,10	1,20	1,50	5,40	-8,3%	-7,7%	0,0%	-5,3%
Salida	1,20	1,30	1,60	3,80	1,20	1,30	1,50	3,80	0,0%	0,0%	-6,3%	0,0%

Fuente: CNMC y Resolución de 19 de mayo de 2022

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se produce, con carácter general, una reducción de los multiplicadores aplicables durante los meses de febrero a mayo y de octubre a diciembre y un incremento durante el resto de los meses, excepto para el producto diario que se reduce todos los meses como consecuencia de la reducción del multiplicador diario de 1,6 en el año de gas 2023 a 1,5 en el año de gas 2024 (Véase Cuadro 47)

**Cuadro 47. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023**

Mes	Resolución año de gas 2023				Resolución año de gas 2024				Tasa de variación (%)			
	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario
Enero	1,34	1,81	2,23	5,30	1,34	1,84	2,12	5,37	0,0%	1,7%	-4,9%	1,3%
Febrero		1,35	1,67	3,96		1,32	1,52	3,85		-2,2%	-9,0%	-2,8%
Marzo	1,05	1,31	1,61	3,83	1,02	1,30	1,50	3,80	-2,9%	-0,8%	-6,8%	-0,8%
Abril		1,11	1,37	3,25		1,09	1,25	3,18		-1,8%	-8,8%	-2,2%
Mayo	1,15	1,03	1,26	3,00	1,20	1,00	1,15	2,91	4,3%	-2,9%	-8,7%	-3,0%
Junio		1,07	1,31	3,12		1,11	1,28	3,24		3,7%	-2,3%	3,8%
Julio	1,26	1,21	1,49	3,55	1,24	1,28	1,48	3,74	-1,6%	5,8%	-0,7%	5,4%
Agosto		1,13	1,39	3,31		1,17	1,35	3,41		3,5%	-2,9%	3,0%
Septiembre	1,20	1,16	1,43	3,40	1,24	1,19	1,37	3,47	-3,1%	2,6%	-4,2%	2,1%
Octubre		1,24	1,52	3,61		1,20	1,39	3,52		-3,2%	-8,6%	-2,5%
Noviembre	1,20	1,56	1,92	4,56	1,24	1,55	1,79	4,52	-3,1%	-0,6%	-6,8%	-0,9%
Diciembre		1,62	1,99	4,72		1,57	1,81	4,58		-3,1%	-9,0%	-3,0%
<b>Total</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,60</b>	<b>3,80</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>	<b>1,50</b>	<b>3,80</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,1%</b>	<b>-6,1%</b>	<b>0,0%</b>

Fuente: CNMC y Resolución de 19 de mayo de 2021

## 7.6. Interrumpibilidad

El artículo 15 de la Circular 6/2020, establece que en las conexiones internacionales con Francia y Portugal, si en el periodo tarifario anterior al año

de determinación de los peajes de transporte las interrupciones de capacidad se han producido por congestión física, según se define en el artículo 2.1.23 del Reglamento (CE) nº 715/2009, se aplicarán peajes interrumpibles, mientras que si en el periodo tarifario anterior al año de determinación de los peajes de transporte no se hubieran producido interrupciones de capacidad, o las producidas no hubieran sido motivadas por congestión física no se aplicarán peajes interrumpibles.

De acuerdo con la información remitida por el GTS, en las entradas desde Francia entre el 9 de agosto de 2022 y el 1 de septiembre de 2022 se produjo congestión física de gas en cinco días. También en las salidas hacia Francia se produjo congestión física en siete días (entre el 5 de mayo y el 15 de septiembre de 2022). Por lo tanto, es necesario ofrecer para el año de gas 2024 peajes interrumpibles *ex ante* tanto en la entrada desde Francia como en la salida hacia Francia.

### 7.6.1. Peaje interrumpible de entrada a la red de transporte por Francia

En el Cuadro 48 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la entrada a la red de transporte desde Francia. Se observa que mientras en el año de gas 2022 se produjeron interrupciones 5 días, en los años de gas restantes sólo se produjeron interrupciones en 2021 (11 días) y 2019 (1 día).

**Cuadro 48. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia**

Año de gas	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2018	-	-	3.605.745	1	3.605.745	1	-	-
2019	94.983.795	13	106.502.404	16	201.486.199	25	568.189	1
2020	113.406.428	7	55.382.754	14	168.789.182	14	-	-
2021	925.507.288	26	1.907.818.373	52	2.833.325.661	53	892.770.000	11
2022	2.066.966.177	64	891.141.381	90	2.958.107.558	106	64.383.776	5

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cinco últimos años de gas cerrados (esto es, del año de gas 2018 al año de gas 2022) y supuesta una duración media de las interrupciones de 15 horas continuadas (valor medio proporcionado por el GTS). Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 49).

**Cuadro 49. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia**

Parámetro	Días que se interrumpe	Días que se oferta interrumpibilidad
<b>Número de días</b>		
Diaria	3,40	22,00
Intradiaria	3,40	34,60
<b>Duración media de la interrupciones (horas)</b>	<b>15,00</b>	
<b>Capacidad a interrumpir (kWh/día)</b>		
Diaria	8.896.464	
Intradiaria	10.024.706	
<b>Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)</b>		
Diaria	19.967.027	18.280.029
Intradiaria	22.499.229	12.161.688

*Fuente: Enagás Transporte y GTS*

La probabilidad de interrupción para los contratos de corto plazo (diarios e intradiarios) que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 2,51% para el producto diario y en 4,28% para el producto intradiario.

El Factor de ajuste “A” refleja el valor económico de la interrupción de forma que permite modular el descuento ofrecido en función de las probabilidades obtenidas. Ni en el Reglamento (UE) 2017/460 y ni en la Circular 6/2020 se establece la metodología para su cálculo. Se considera que el descuento interrumpible tiene que ser suficientemente elevado para representar las posibles consecuencias de las interrupciones sobre el agente medio, pero sin comprometer la suficiencia de los peajes. Teniendo en cuenta los valores de las interrumpibilidades ofertados en los países del entorno europeo con descuento ex ante para las conexiones internacionales en la Resolución de peajes de 2023 se fijó un valor de  $A=2,0$ , de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2024 en el 5,0% para los productos diarios y en el 8,6% para los productos intradiarios.

Por tanto, los valores de los peajes resultarían los siguientes:

- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,155894 €/kWh/día y año
- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,540300 €/kWh/día y año

### 7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte

En el Cuadro 50 se muestran las capacidades contratadas interrumpibles e interrumpidas en la salida de la red de transporte hacia Francia. Se observa que el año de gas 2022 es el primero en los últimos cinco años en el que se producen interrupciones, en concreto 5 días.

**Cuadro 50. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la salida de la red de transporte hacia Francia**

Año de gas	Interrumpible diario contratado		Interrumpible intradiario contratado		Total interrumpible		Interrumpido	
	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días	kWh/d	Número de días
2018	-	-	-	-	-	-	-	-
2019	-	-	-	-	-	-	-	-
2020	-	-	-	-	-	-	-	-
2021	-	-	-	-	-	-	-	-
2022	225.576.935	17	176.188.542	20	401.765.477	31	41.965.663	7

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cinco últimos años de gas cerrados (esto es, del año de gas 2018 al año de gas 2022) y supuesta una duración media de las interrupciones de 21 horas continuadas (valor medio proporcionado por el GTS). Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 51).

**Cuadro 51. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de salida hacia Francia**

Parámetro	Días que se interrumpe	Días que se oferta interrumpibilidad
<b>Número de días</b>		
Diaria	7,00	17,00
Intradiaria	7,00	20,00
<b>Duración media de la interrupciones (horas)</b>	<b>21,00</b>	
<b>Capacidad a interrumpir (kWh/día)</b>		
Diaria	4.488.347	
Intradiaria	1.506.748	
<b>Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día)</b>		
Diaria	18.355.500	13.269.231
Intradiaria	6.161.980	8.809.427

*Fuente: Enagás Transporte y GTS*

La probabilidad de interrupción para los contratos de corto plazo (diarios e intradiarios) que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 6,79% para el producto diario y en 4,21% para el producto intradiario.

Considerando el mismo valor para el Factor de ajuste “A” que el establecido para las entradas (A=2,0) resultan descuentos del 13,6% y del 8,4% para el peaje interrumpible de salida hacia Francia de los productos diarios e intradiarios, respectivamente.

Por tanto, los valores de los peajes serían los siguientes:

- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,180481 €/kWh/día y año.
- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,484583 €/kWh/día y año.

En el resto de los puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso de que efectivamente se produzcan interrupciones.

## 7.7. Valoración de la metodología de asignación

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 del Reglamento, la Autoridad Reguladora debe publicar la información que a continuación se detalla.

### 7.7.1. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y a un término por volumen

La Circular asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 79,78% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 20,22% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 52).

**Cuadro 52. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen**

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	394.855.743	79,78%
Volumen	100.066.715	20,22%
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNMC

### 7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida

La Circular 6/2020 establece en el artículo 9.2 que el 50% de la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte se asignará a la entrada y el 50% a la salida. No obstante, conforme al Real Decreto-ley 1/2019, se ha definido un periodo transitorio de convergencia

progresiva del reparto entrada-salida vigente en el momento de implementar la metodología (30%) al previsto en la Circular (50%). En el año de gas 2024 el reparto entrada-salida es 40%-60%.

Por otra parte, la retribución asociada al gas de operación se imputa de manera que el término variable sea igual en todos los puntos de entrada y en todos los puntos de salida, conforme establece el artículo 4.3.a) del Reglamento (UE) 2017/460.

Como consecuencia de lo anterior, el 42% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 58% en los puntos de salida (véase Cuadro 53).

**Cuadro 53. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida**

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	157.942.297	42,0%
	Volumen	50.116.786	
Salida	Capacidad	236.913.446	58,0%
	Volumen	49.949.929	
<b>Total</b>		<b>494.922.458</b>	<b>100,00%</b>

Fuente: CNMC

### 7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales

El Reglamento (UE) 2017/460 establece en su artículo 5 la metodología para valorar el grado de subvenciones cruzadas que existen entre los usuarios nacionales y no nacionales. En particular, el grado de subvención se mide como una relación entre el coste medio pagado por los usuarios intrasistema (nacionales) e intersistema (no nacionales), de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Comp = \frac{2 \times |Ratio_{Nacional} - Ratio_{No\ nacional}|}{Ratio_{Nacional} + Ratio_{No\ nacional}} \times 100\%$$

Dónde:

Comp: índice de comparación

Ratio Nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores nacionales.

Ratio No nacional: el ingreso medio obtenido por la aplicación de los términos fijos o variables de los peajes de entrada y salida a los consumidores No nacionales.

A los efectos de estimar los ingresos obtenidos por la aplicación de peajes de entrada a los usuarios no nacionales, se considera que la capacidad de entrada destinada a los usuarios no nacionales es igual a la capacidad de salida de los usuarios no nacionales, conforme establece en el punto 5.a) del artículo 5 del Reglamento (UE) 2017/460.

Se indica que según se establece en el punto 6 del artículo 5, cuando los resultados de los índices comparativos de asignación de la capacidad o el volumen excedan el 10% la Autoridad Reguladora deberá proporcionar una justificación del resultado.

En coherencia con el inductor de coste considerado en la metodología de cálculo de los correspondientes peajes de entrada y de salida, y teniendo en cuenta las características de la red, se ha considerado como inductores de coste la capacidad contratada prevista por punto de entrada y de salida y la distancia.

En el Cuadro 54 y en el Cuadro 55 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

**Cuadro 54. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460**

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	807.290.583	133.441.138	0,165	(A)
	Salida	1.149.256.030	206.561.956	0,180	
	<b>Total</b>	<b>1.956.546.612</b>	<b>340.003.094</b>	<b>0,174</b>	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	163.485.327	24.501.159	0,150	(B)
	Salida	180.700.297	30.351.490	0,168	
	<b>Total</b>	<b>344.185.624</b>	<b>54.852.648</b>	<b>0,159</b>	
<b>Comp = 2 *  (A) - (B)  / [(A) + (B)]</b>				<b>8,65%</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 55. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460**

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	807.290.583	133.441.138	0,165	(A)
	Salida	1.149.256.030	206.064.530	0,179	
	<b>Total</b>	<b>1.956.546.612</b>	<b>339.505.668</b>	<b>0,174</b>	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	163.485.327	24.501.159	0,150	(B)
	Salida	180.700.297	30.848.916	0,171	
	<b>Total</b>	<b>344.185.624</b>	<b>55.350.074</b>	<b>0,161</b>	
<b>Comp = 2 *  (A) - (B)  / [(A) + (B)]</b>				<b>7,60%</b>	

Fuente: CNMC

En el Cuadro 56 se presentan los resultados obtenidos para los términos de volumen. Análogamente al término de capacidad, el índice obtenido está por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

**Cuadro 56. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales**

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	333.117.876	45.213.658	0,1357	(A)
	Salida	331.888.533	45.046.801	0,1357	
	<b>Total</b>	<b>665.006.410</b>	<b>90.260.458</b>	<b>0,1357</b>	
No nacionales (Intersistema)	Entrada	36.124.476	4.903.128	0,1357	(B)
	Salida	36.124.476	4.903.128	0,1357	
	<b>Total</b>	<b>72.248.953</b>	<b>9.806.257</b>	<b>0,1357</b>	
<b>Comp = 2*   (A) - (B)   / [(A) + (B)]</b>				<b>0,00%</b>	

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 57 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

**Cuadro 57. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales**

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	133.441.138	45.213.658	178.654.796	36,1%
	Salida	206.561.956	45.046.801	251.608.756	50,8%
	<b>Total</b>	<b>340.003.094</b>	<b>90.260.458</b>	<b>430.263.553</b>	<b>86,9%</b>
No nacionales (Intersistema)	Entrada	24.501.159	4.903.128	29.404.287	5,9%
	Salida	30.351.490	4.903.128	35.254.618	7,1%
	<b>Total</b>	<b>54.852.648</b>	<b>9.806.257</b>	<b>64.658.905</b>	<b>13,1%</b>

Fuente: CNMC

## 7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe i) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario vigente y en el período respecto al que se publica la información.

La variación de los peajes de transporte que resultan para el año de gas 2024 respecto de los peajes de transporte del año de gas 2023 es función de siguientes factores:

- a) La variación de las variables de facturación
- b) La variación de la retribución considerada en el cálculo
- c) La variación de coeficiente de asignación de la retribución entre entradas y salidas.

Respecto de la variación de las **variables de facturación**, se estima que tanto la capacidad contratada equivalente como el volumen previstos para el año de gas 2024 serán inferiores a los previstos para el año de gas 2023 tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida (véanse Cuadro 58 y Cuadro 59), motivado, fundamentalmente, por la contracción prevista para la demanda destinada a la generación eléctrica, parcialmente compensada por las mayores exportaciones.

**Cuadro 58. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de entrada**

Puntos de entrada	Previsión Resolución peajes 2023 (A)			Previsión 2024 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>156.614.721</b>	<b>585.134.472</b>	<b>73,3%</b>	<b>103.981.120</b>	<b>445.865.738</b>	<b>63,7%</b>	<b>-33,6%</b>	<b>-23,8%</b>	<b>-13,1%</b>
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Almería	106.452.196	349.735.857	83,4%	88.345.184	250.636.267	96,3%	-17,0%	-28,3%	15,5%
VIP Pirineos	44.613.440	214.772.185	56,9%	12.098.171	176.147.382	18,8%	-72,9%	-18,0%	-67,0%
VIP Ibérico	5.549.086	20.626.430	73,7%	3.537.765	19.082.088	50,7%	-36,2%	-7,5%	-31,3%
<b>Desde planta de regasificación</b>	<b>265.419.402</b>	<b>933.847.103</b>	<b>77,9%</b>	<b>259.378.398</b>	<b>893.417.755</b>	<b>79,3%</b>	<b>-2,3%</b>	<b>-4,3%</b>	<b>1,9%</b>
Barcelona	39.836.309	140.159.392	77,9%	41.781.480	143.914.514	79,3%	4,9%	2,7%	1,9%
Cartagena	41.870.648	147.316.974	77,9%	46.958.344	161.746.000	79,3%	12,2%	9,8%	1,9%
Huelva	55.484.577	195.215.991	77,9%	49.301.730	169.817.692	79,3%	-11,1%	-13,0%	1,9%
Bilbao	63.668.080	224.008.687	77,9%	54.003.672	186.013.331	79,3%	-15,2%	-17,0%	1,9%
Sagunto	33.853.122	119.108.249	77,9%	42.094.587	144.992.999	79,3%	24,3%	21,7%	1,9%
Mugardos	30.706.666	108.037.809	77,9%	20.620.761	71.027.326	79,3%	-32,8%	-34,3%	1,9%
Musel	-	-	-	4.617.823	15.905.894	79,3%	-	-	-
<b>Desde AASS.</b>	<b>9.207.881</b>	<b>40.538.759</b>	<b>62,2%</b>	<b>5.319.380</b>	<b>24.058.840</b>	<b>60,4%</b>	<b>-42,2%</b>	<b>-40,7%</b>	<b>-2,9%</b>
Serrablo	2.587.950	11.445.832	61,9%	1.100.000	4.719.189	63,7%	-57,5%	-58,8%	2,8%
Gaviota	3.252.534	14.270.485	62,4%	3.440.000	15.986.365	58,8%	5,8%	12,0%	-5,8%
Yela	3.327.670	14.660.948	62,2%	600.000	2.504.987	65,4%	-82,0%	-82,9%	5,2%
Marismas	39.728	161.494	67,4%	179.380	848.300	57,8%	351,5%	425,3%	-14,3%
<b>Otros</b>	<b>273.469</b>	<b>1.088.902</b>	<b>68,8%</b>	<b>563.455</b>	<b>2.042.735</b>	<b>75,4%</b>	<b>106,0%</b>	<b>87,6%</b>	<b>9,5%</b>
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac Alnazcázar	750	139.786	1,5%	25.333	120.551	57,4%	3277,8%	-13,8%	3806,0%
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	49.719	187.041	72,8%	279.021	1.122.332	67,9%	461,2%	500,0%	-6,7%
BIO Madrid	183.000	625.380	80,2%	180.000	566.541	86,8%	-1,6%	-9,4%	8,3%
BIO La Galera	40.000	136.695	80,2%	52.000	159.171	89,3%	30,0%	16,4%	11,3%
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	-	-	-	10.000	27.397	99,7%	-	-	-
BIO Almansa	-	-	-	17.100	46.743	100,0%	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>431.515.473</b>	<b>1.560.609.237</b>	<b>75,8%</b>	<b>369.242.353</b>	<b>1.365.385.068</b>	<b>73,9%</b>	<b>-14,4%</b>	<b>-12,5%</b>	<b>-2,5%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

**Cuadro 59. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de salida**

Puntos de salida	Previsión Resolución peajes 2023 (A)			Previsión 2024 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
<b>Conexión Internacional</b>	<b>30.280.237</b>	<b>227.587.918</b>	<b>36,5%</b>	<b>36.124.476</b>	<b>229.194.856</b>	<b>43,1%</b>	<b>19,3%</b>	<b>0,7%</b>	<b>18,1%</b>
CI Tarifa	-	-	-	3.187.303	17.386.388	50,1%			
VIP Pirineos	27.179.250	213.185.936	34,9%	22.529.923	161.766.491	38,1%	-17,1%	-24,1%	8,9%
VIP Ibérico	3.100.987	14.401.982	59,0%	10.407.250	50.041.977	56,8%	235,6%	247,5%	-3,7%
<b>Planta de regasificación</b>	<b>8.870</b>	<b>69.168</b>	<b>35,1%</b>	<b>1.894.401</b>	<b>12.081.349</b>	<b>42,8%</b>	<b>21257,0%</b>	<b>17366,6%</b>	<b>21,9%</b>
Barcelona	1.436	11.197	35,1%	305.156	1.946.101	42,8%	21152,6%	17281,3%	21,9%
Cartagena	1.280	9.981	35,1%	342.966	2.187.230	42,8%	26693,9%	21813,2%	21,9%
Huelva	1.842	14.362	35,1%	360.081	2.296.380	42,8%	19450,8%	15889,5%	21,9%
Bilbao	2.023	15.779	35,1%	394.422	2.515.388	42,8%	19392,3%	15841,6%	21,9%
Sagunto	955	7.447	35,1%	307.443	1.960.685	42,8%	32092,2%	26228,1%	21,9%
Mugardos	1.334	10.403	35,1%	150.606	960.476	42,8%	11189,5%	9133,0%	21,9%
Musel	-	-	-	33.727	215.089	42,8%			
<b>Desde A.A.S.S.</b>	<b>9.865.532</b>	<b>46.311.929</b>	<b>58,4%</b>	<b>7.421.378</b>	<b>31.900.677</b>	<b>63,6%</b>	<b>-24,8%</b>	<b>-31,1%</b>	<b>8,9%</b>
Serrablo	3.591.156	16.932.068	58,1%	1.700.000	7.243.144	64,1%	-52,7%	-57,2%	10,4%
Gaviota	2.492.944	11.445.932	59,7%	3.364.000	14.597.309	63,0%	34,9%	27,5%	5,5%
Yela	3.781.431	17.933.929	57,8%	2.300.000	9.808.279	64,1%	-39,2%	-45,3%	10,9%
Marismas	-	-	-	57.378	251.946	62,2%			
<b>Salida nacional</b>	<b>389.714.744</b>	<b>1.805.470.118</b>	<b>59,1%</b>	<b>322.572.754</b>	<b>1.588.314.093</b>	<b>55,5%</b>	<b>-17,2%</b>	<b>-12,0%</b>	<b>-6,2%</b>
P > 60 bar	185.105.249	805.568.455	63,0%	139.542.445	614.881.914	62,0%	-24,6%	-23,7%	-1,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	123.339.289	78,2%	30.105.232	108.962.307	75,5%	-14,4%	-11,7%	-3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	100.121.672	389.925.865	70,3%	83.617.834	346.255.794	66,0%	-16,5%	-11,2%	-6,2%
P ≤ 4 bar	69.301.120	486.636.509	39,0%	69.307.242	518.214.078	36,5%	0,0%	6,5%	-6,3%
<b>TOTAL</b>	<b>429.869.383</b>	<b>2.079.439.133</b>	<b>56,6%</b>	<b>368.013.010</b>	<b>1.861.490.975</b>	<b>54,0%</b>	<b>-14,4%</b>	<b>-10,5%</b>	<b>-4,6%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Respecto de la **retribución** considerada en la determinación de los peajes de transporte se indica que la retribución asignada a los peajes para el año de gas 2024 es un 1,3% superior a la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de peajes 2023, motivado fundamentalmente por el incremento previsto del coste del gas de operación y la retribución por O&M, parcialmente compensado por la incorporación de primas de ejercicios anteriores (véase Cuadro 60).

**Cuadro 60. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024**

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión	208.698.627	202.913.964	-2,8%
Retribución O&M	99.038.291	101.455.619	2,4%
Retribución por productividad y eficiencia	133.837.555	108.393.195	-19,0%
Gas de operación	46.904.028	100.066.715	113,3%
<b>Total Retribución</b>	<b>488.478.501</b>	<b>512.829.493</b>	<b>5,0%</b>
Primas de las subastas		- 17.907.035	
<b>Total</b>	<b>441.574.473</b>	<b>494.922.458</b>	<b>1,3%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por último, en Cuadro 61 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2023 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2024. Como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio, en el año de gas 2024 se asigna una mayor proporción de retribución del transporte a los peajes de entrada. En particular, la retribución asignada al término de capacidad de los peajes de entrada aumenta en un 2,2%, mientras que la retribución asignada a los términos de capacidad del peaje de salida se reduce un 17,5%.

**Cuadro 61. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024**

		Resolución peajes 2023		Resolución peajes 2024		% variación de 2024 respecto 2023
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total	
Entrada	Término de capacidad	154.551.066	36,4%	157.942.297	42,0%	2,2%
	Término variable	23.496.830		50.116.786		113,3%
Salida	Término de capacidad	287.023.408	63,6%	236.913.446	58,0%	-17,5%
	Término variable	23.407.198		49.949.929		113,4%
<b>Total</b>		<b>488.478.501</b>	<b>100,00%</b>	<b>494.922.458</b>	<b>100,00%</b>	<b>1,3%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

En el Cuadro 62 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte establecidos en la Resolución de precios de 2023 con los peajes de entrada del año de gas 2024. El impacto conjunto de la variación de la demanda, la retribución y del reparto entrada-salida en los peajes de entrada a la red de transporte se traduce en un incremento en el término de capacidad de los peajes de entrada de todos los puntos comprendido entre el 15,4% y el 22,7%, debido a la menor capacidad contratada equivalente prevista en los puntos de entrada y al incremento del coste asignado (2,2%) como consecuencia de la variación del reparto entrada-salida.

**Cuadro 62. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024**

Punto de Entrada	Término de capacidad del peaje de entrada (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
CI Tarifa	137,53	163,89	19,2%
CI Almería	123,62	150,54	21,8%
VIP Pirineos	94,70	109,43	15,6%
VIP Ibérico	161,21	187,01	16,0%
Plantas GNL	93,77	108,78	16,0%
YAC Marismas	127,59	150,33	17,8%
YAC Aznalcázar	124,46	146,59	17,8%
YAC Poseidón	131,62	155,10	17,8%
YAC Viura	71,15	82,12	15,4%
BIO Madrid	76,26	90,10	18,1%
BIO La Galera	78,95	95,95	21,5%
BIO Medina Sidonia	131,53	155,27	18,0%
BIO Tudela	71,06	84,29	18,6%
BIO Mascarque	84,28	99,27	17,8%
BIO Sagunto	81,30	99,79	22,7%
BIO Sevilla	121,61	143,50	18,0%
BIO Arenas de Iguña		100,24	
BIO Almansa		103,39	
<b>Facturación media</b>	<b>101,67</b>	<b>117,75</b>	<b>15,8%</b>

Fuente

: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por el contrario, el término fijo de los peajes de salida de la red de transporte que resultan para el ejercicio 2024 disminuyen respecto de los peajes de salida de la Resolución de peajes 2023, debido fundamentalmente a la reducción de la retribución asignada a los puntos de salida (-17,5%), parcialmente compensado por la menor capacidad prevista en los puntos de salida respecto del ejercicio 2023 (véase Cuadro 63).

**Cuadro 63. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024**

Puntos de salida	Término de capacidad del peaje de salida (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	139,67	126,60	-9,4%
CI Tarifa	197,09	182,65	-7,3%
VIP Pirineos	151,35	139,24	-8,0%
VIP Ibérico	178,42	166,35	-6,8%
GNL	170,42	149,65	-12,2%
<b>TOTAL</b>	<b>141,17</b>	<b>129,49</b>	<b>-8,3%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 64 se compara el término variable del peaje de transporte vigente y el que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020. Se observa que como consecuencia del incremento del coste asociado al gas de operación el término variable del peaje de transporte aumenta un 149% respecto al de la Resolución de 2023.

**Cuadro 64. Comparación del término variable del peaje de transporte vigente y resultante para el año de gas 2024**

	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Termino variable (€/MWh)</b>	<b>0,054452</b>	<b>0,135729</b>	<b>149%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

## 7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

El artículo 30.2.a) del código de tarifas establece en el epígrafe ii) que la publicación de los peajes de transporte deberá ser acompañada por una explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período

tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

En los cuadros siguientes se muestran las previsiones relativas a la evolución de la retribución del transporte, de la capacidad contratada por punto de entrada y punto de salida y el volumen demandado en las entradas y en las salidas, así como los términos de capacidad por punto de entrada y por punto de salida de la red de transporte y los correspondientes términos variables que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar los desvíos de ejercicios anteriores.

Cabe señalar que la evolución de los términos de capacidad de los puntos de entrada y salida es consecuencia de la propia evolución del reparto de retribución entre las entradas y salidas, matizados por la evolución de la retribución del transporte, por la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio y, por las nuevas inyecciones de biogás. En particular, se observa un incremento de los peajes de entrada y una reducción de los peajes de salida.

Por último, durante el periodo regulatorio se estiman reducciones de los términos variables de los peajes de entrada y de salida, justificados por la evolución de la demanda y de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 65. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio**

**1. Previsión de la retribución de la red de transporte**

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	100.066.715	50.033.358	25.016.679
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>426.647.574</b>	<b>368.195.650</b>
% variación respecto del año anterior	1,3%	-13,8%	-13,7%

**2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de entrada**

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-
CI Almería	250.636	248.744	243.846
VIP Pirineos	176.147	174.817	171.375
VIP Ibérico	19.082	18.938	18.565
Plantas GNL	893.418	831.502	792.288
YAC Marismas	-	-	-
YAC Aznalcázar	121	121	121
YAC Poseidón	-	-	-
YAC Viura	1.122	1.114	1.092
BIO Madrid	567	567	567
BIO La Galera	159	159	159
BIO Medina Sidonia	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	27	104	104
BIO Almansa	47	187	187
AASS	24.059	36.534	31.273
<b>Total</b>	<b>1.365.385</b>	<b>1.312.786</b>	<b>1.259.576</b>

### 3. Retribución (€) asignada a cada punto de entrada

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-
CI Almería	37.729.815	42.181.873	43.586.217
VIP Pirineos	19.276.053	21.419.500	21.907.994
VIP Ibérico	3.568.556	3.975.798	4.086.646
Plantas GNL	97.184.142	101.669.336	101.770.533
YAC Marismas	-	-	-
YAC Aznalcázar	17.671	19.912	20.983
YAC Poseidón	-	-	-
YAC Viura	92.163	102.122	104.100
BIO Madrid	51.044	57.257	59.893
BIO La Galera	15.273	17.137	17.992
BIO Medina Sidonia	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	2.746	11.709	12.218
BIO Almansa	4.833	21.753	22.911
AASS	-	-	-
<b>Total</b>	<b>157.942.297</b>	<b>169.476.397</b>	<b>171.589.486</b>

### 4. Término de capacidad del peaje de entrada a la red de transporte (€/MWh/día y año)

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	163,89	184,95	195,22
CI Almería	150,54	169,58	178,74
VIP Pirineos	109,43	122,53	127,84
VIP Ibérico	187,01	209,94	220,13
Plantas GNL	108,78	122,27	128,45
YAC Marismas	150,33	169,39	178,52
YAC Aznalcázar	146,59	165,17	174,05
YAC Poseidón	155,10	174,78	184,20
YAC Viura	82,12	91,68	95,34
BIO Madrid	90,10	101,06	105,72
BIO La Galera	95,95	107,66	113,03
BIO Medina Sidonia	155,27	175,15	184,83
BIO Tudela	84,29	94,02	97,70
BIO Mascaraque	99,27	111,50	116,86
BIO Sagunto	99,79	112,21	118,11
BIO Sevilla	143,50	161,72	170,45
BIO Arenas de Iguña	100,24	112,17	117,05
BIO Almansa	103,39	116,35	122,54
AASS	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>117,75</b>	<b>122,70</b>	<b>128,70</b>

### 5. Evolución del peaje de entrada a la red de transporte

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	19,2%	12,8%	5,6%
CI Almería	21,8%	12,7%	5,4%
VIP Pirineos	15,6%	12,0%	4,3%
VIP Ibérico	16,0%	12,3%	4,9%
Plantas GNL	16,0%	12,4%	5,1%
YAC Marismas	17,8%	12,7%	5,4%
YAC Aznalcázar	17,8%	12,7%	5,4%
YAC Poseidón	17,8%	12,7%	5,4%
YAC Viura	15,4%	11,6%	4,0%
BIO Madrid	18,1%	12,2%	4,6%
BIO La Galera	21,5%	12,2%	5,0%
BIO Medina Sidonia	18,0%	12,8%	5,5%
BIO Tudela	18,6%	11,5%	3,9%
BIO Mascaraque	17,8%	12,3%	4,8%
BIO Sagunto	22,7%	12,4%	5,3%
BIO Sevilla	18,0%	12,7%	5,4%
BIO Arenas de Iguña		11,9%	4,3%
BIO Almansa		12,5%	5,3%
AASS			
<b>Peaje medio</b>	<b>15,8%</b>	<b>12,8%</b>	<b>5,2%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 66. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio**

**1. Previsión de la retribución de la red de transporte**

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	100.066.715	50.033.358	25.016.679
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>426.647.574</b>	<b>368.195.650</b>
% variación respecto del año anterior	1,3%	-13,8%	-13,7%

**2. Previsión de la capacidad contratada equivalente (MWh/día/año) por punto de salida de la red de transporte**

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	1.588.314	1.534.244	1.466.190
Plantas GNL	12.081	12.456	12.486
CI Tarifa	17.386	17.302	16.962
VIP Francia	161.766	160.985	157.815
VIP Portugal	50.042	47.670	45.287
AA.SS	31.901	31.901	31.901
<b>Total</b>	<b>1.861.491</b>	<b>1.804.558</b>	<b>1.730.641</b>

**3. Retribución (€) asignada a cada punto de salida**

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	201.080.816	175.252.744	144.631.945
Plantas GNL	1.808.028	1.682.607	1.460.495
CI Tarifa	3.175.687	2.873.867	2.440.948
VIP Francia	22.524.289	20.176.544	17.171.176
VIP Portugal	8.324.627	7.152.057	5.884.923
AA.SS	-	-	-
<b>Total</b>	<b>236.913.446</b>	<b>207.137.819</b>	<b>171.589.486</b>

**4. Término de capacidad del peaje de salida de la red de transporte (€/MWh/día y año)**

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	126,60	114,23	98,64
Plantas GNL	149,65	135,09	116,97
CI Tarifa	182,65	166,10	143,91
VIP Francia	139,24	125,33	108,81
VIP Portugal	166,35	150,03	129,95
AA.SS	-	-	-
<b>Peaje medio</b>	<b>129,49</b>	<b>116,85</b>	<b>101,01</b>

**5. Evolución del peaje de salida de la red de transporte**

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	-9,4%	-9,8%	-13,6%
Plantas GNL	-12,2%	-9,7%	-13,4%
CI Tarifa	-7,3%	-9,1%	-13,4%
VIP Francia	-8,0%	-10,0%	-13,2%
VIP Portugal	-6,8%	-9,8%	-13,4%
AA.SS			
<b>Peaje medio</b>	<b>-8,3%</b>	<b>-9,8%</b>	<b>-13,6%</b>

Fuente: CNMC

## Cuadro 67. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio

### 1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	100.066.715	50.033.358	25.016.679
<b>Total</b>	<b>494.922.458</b>	<b>426.647.574</b>	<b>368.195.650</b>
% variación respecto del año anterior	1,3%	-13,8%	-13,7%

### 2. Previsión del volumen (MWh) por punto de salida de la red de transporte

Volumen demandado (MWh)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	369.242.353	353.738.855	339.092.705
Salida	368.013.010	352.832.921	338.500.768
<b>Total</b>	<b>737.255.363</b>	<b>706.571.776</b>	<b>677.593.473</b>

### 3. Estructura del volumen (%) por puntos de entrada y salida de la red de transporte

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	50,1%	50,1%	50,0%
Salida	49,9%	49,9%	50,0%
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

### 3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	50.116.786	25.048.754	12.519.267
Salida	49.949.929	24.984.604	12.497.412
<b>Total</b>	<b>100.066.715</b>	<b>50.033.358</b>	<b>25.016.679</b>

### 4. Término de variable de los peajes de entrada y salida de la red de transporte (€/MWh)

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	0,135729	0,070811	0,036920
Salida	0,135729	0,070811	0,036920
<b>Peaje medio</b>	<b>0,135729</b>	<b>0,070811</b>	<b>0,036920</b>

## 5. Evolución de los términos variables de los peajes de entrada y salida de la red de transporte

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	149,3%	-47,8%	-47,9%
Salida	149,3%	-47,8%	-47,9%
<b>Peaje medio</b>	<b>149,3%</b>	<b>-47,8%</b>	<b>-47,9%</b>

Fuente: CNMC

## 8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES

### 8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales

La retribución asignada a los peajes de acceso a las redes locales comprende la retribución de la red de transporte de influencia local, la retribución de la red de transporte secundaria y la retribución de distribución previstas para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de las retribuciones de ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores.

En el Cuadro 68 se detalla la retribución prevista para el año de gas 2024 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural. Como se ha indicado, no se consideran los desvíos de ejercicios anteriores hasta disponer de la Liquidación definitiva de 2022.

En consecuencia, en el año de gas 2024 se imputa a los peajes de redes locales 1.455,8 M€, de los cuales el 9,6% corresponde a la red de influencia local, el 4,3% corresponde a la red de transporte secundario y el 86% corresponde a la red de distribución.

**Cuadro 68. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2024**

Retribución asignada a los peajes de redes locales (€)	Año de gas 2024	% sobre el total
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>140.133.348</b>	<b>9,6%</b>
Retribución a la inversión	83.913.661	5,8%
Retribución O&M	49.780.122	3,4%
Gas de Operación	6.439.565	0,4%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>63.113.734</b>	<b>4,3%</b>
Retribución a la inversión	39.577.653	2,7%
Retribución O&M	20.003.608	1,4%
Gas de Operación	3.532.474	0,2%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.252.627.509</b>	<b>86,0%</b>
Retribución de las redes	1.252.627.509	86,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
<b>Total</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

## 8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 69 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2024 desagregado por grupo tarifario (para mayor detalle véase el Anexo I). Se indica que en la previsión se incluye la información relativa a los consumidores suministrados desde plantas satélite de distribución.

**Cuadro 69. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	79.212.715	10.628.701	36,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	189.188.292	22.700.570	32,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	55.143.860	6.986.519	34,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	46.771.512	6.643.796	38,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	99.182.795	12.711.562	35,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	48.905.612	7.827.088	43,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.109	51.599.550	9.820.999	52,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	687	80.878.351	17.548.417	59,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	103.552.470	25.029.386	66,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	161.038.634	42.683.905	72,4%
RL.11	C > 500.000.000	101	681.947.901	161.337.357	64,6%
<b>Total</b>		<b>8.036.978</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.299</b>	<b>55,4%</b>

Fuente: CNMC

### 8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste

En el Cuadro 70 se muestra la asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste, cliente o capacidad, conforme a los parámetros establecidos en el Anexo IV.1 de la Circular 6/2020. En el Cuadro 71 se muestra la asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Finalmente, en el Cuadro 72 se asigna la retribución de redes locales por nivel de presión. La retribución asignada a las redes de presión de diseño superior a 60 bar se corresponde con la retribución de la red de transporte de influencia local, mientras que la retribución asignada a las redes de presión de diseño comprendida entre 16 bar y 60 bar se corresponde con la retribución del transporte secundario, excluido en ambos casos el gas de operación.

**Cuadro 70. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2024**

	<b>Año gas 2024</b>
<b>Retribución de la red de distribución (€) (A)</b>	<b>1.252.627.509</b>

<b>Inductor de coste (B)</b>	<b>% de la retribución de distribución por inductor de coste</b>
Puntos de suministro	14,46%
Capacidad	85,54%
<b>Total</b>	<b>100,00%</b>

<b>Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B)</b>	<b>Año gas 2024</b>
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	181.129.938
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.071.497.571
<b>Total</b>	<b>1.252.627.509</b>

Fuente:

CNMC

**Cuadro 71. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024**

<b>Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)</b>	<b>1.071.497.571</b>
<b>% de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	10,5%
P ≤ 4 bar	89,5%
<b>Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B)</b>	
4 bar < P ≤ 16 bar	112.507.245
P ≤ 4 bar	958.990.326

Fuente: CNMC

**Cuadro 72. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024**

<b>Retribución de redes locales (€)</b>	<b>Año de gas 2024</b>	<b>% sobre el total</b>
Presión (P) > 60 bar	133.693.784	10,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	59.581.261	4,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	112.507.245	8,9%
P ≤ 4 bar	958.990.326	75,8%
<b>Total</b>	<b>1.264.772.615</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

Conforme al Anexo IV de la Circular 6/2020, el modelo de red empleado en la asignación de los costes de redes al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores se corresponde con los flujos de energía registrados el 5 de diciembre de 2017<sup>22</sup>, día de mayor demanda registrada en los cuatro años

<sup>22</sup> El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el

anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 73 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes  $\alpha_j^i$  resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

**Cuadro 73. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j**

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	$\alpha_j^i$	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	958.990.326	NP0	$\alpha_{0,p}^0$ 1,0000	958.990.326
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	112.507.245	NP1	$\alpha_{1,p}^1$ 0,4073	45.828.520
		NP0	$\alpha_{0,p}^1$ 0,5927	66.678.725
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	59.581.261	NP2	$\alpha_{2,p}^2$ 0,4105	24.457.332
		NP1	$\alpha_{1,p}^2$ 0,2267	13.504.525
		NP0	$\alpha_{0,p}^2$ 0,3629	21.619.403
NP3 (P > 60 bar)	133.693.784	NP3	$\alpha_{3,p}^3$ 0,5046	67.466.268
		NP2	$\alpha_{2,p}^3$ 0,0524	7.009.007
		NP1	$\alpha_{1,p}^3$ 0,1780	23.804.134
		NP0	$\alpha_{0,p}^3$ 0,2649	35.414.375

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 74 se muestra la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad que se debe recuperar en cada nivel de presión, resultado de la agregación de los costes de redes de su propio nivel de presión y de los niveles de presión superiores, y se asigna a los términos fijo y variable, de acuerdo con los puntos 7 y 8 del Anexo II de la Circular 6/2020.

---

Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020  
(<https://www.cnmc.es/node/382322>)

**Cuadro 74. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable**

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	958.990.326	958.990.326	-
	NP1	66.678.725		
	NP2	21.619.403		
	NP3	35.414.375		
	<b>Total retribución</b>	<b>1.082.702.830</b>		
NP1	NP1	45.828.520	45.828.520	-
	NP2	13.504.525		
	NP3	23.804.134		
	<b>Total retribución</b>	<b>83.137.179</b>		
NP2	NP2	24.457.332	24.457.332	-
	NP3	7.009.007		
	<b>Total retribución</b>	<b>31.466.339</b>		
NP3	NP3	67.466.268	67.466.268	-
	<b>Total retribución</b>	<b>67.466.268</b>		
			<b>958.990.326</b>	<b>123.712.504</b>
			<b>45.828.520</b>	<b>37.308.659</b>
			<b>24.457.332</b>	<b>7.009.007</b>
			<b>67.466.268</b>	<b>-</b>

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 75) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 76 y Cuadro 77), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 78).

**Cuadro 75. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2024**

**I. Retribución a recuperar**

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	958.990.326	123.712.504
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	45.828.520	37.308.659
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	24.457.332	7.009.007
NP3 (P > 60 bar)	67.466.268	-
<b>Total</b>	<b>1.096.742.446</b>	<b>168.030.169</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Nivel de presión	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (MWh) (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	527.321.675	70.652.787
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	346.255.794	83.617.834
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	108.962.307	30.105.232
NP3 (P > 60 bar)	614.881.914	139.542.445
<b>Total</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.299</b>

**III. Coste unitarios fijos y variables**

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1,819	1,751
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,132	0,446
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,224	0,233
NP3 (P > 60 bar)	0,110	-

Fuente: CNMC

**Cuadro 76. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día y año) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	79.079.552	133.163	-	-
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	189.175.351	12.515	333	93
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.085.531	54.722	2.534	1.073
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	46.305.401	455.412	5.900	4.798
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	94.392.732	4.689.363	70.047	30.653
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.934.382	15.480.146	467.291	23.793
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16.304.830	33.495.288	1.664.625	134.808
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	12.868.081	63.340.061	4.066.378	603.831
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.175.815	91.237.036	7.629.610	3.510.009
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	105.380.583	36.813.134	18.844.917
RL.11	C > 500.000.000	-	31.977.507	58.242.456	591.727.938
<b>Total</b>		<b>527.321.675</b>	<b>346.255.794</b>	<b>108.962.307</b>	<b>614.881.914</b>

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)	1,8186	0,1324	0,2245	0,1097

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	143.814.543	17.625	-	-	143.832.167
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	344.035.416	1.656	75	10	344.037.157
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	100.178.873	7.243	569	118	100.186.803
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	84.211.278	60.276	1.324	526	84.273.404
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	171.663.182	620.658	15.722	3.363	172.302.926
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	59.894.662	2.048.867	104.887	2.611	62.051.027
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	29.652.060	4.433.253	373.636	14.791	34.473.740
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	23.401.969	8.383.343	912.726	66.254	32.764.292
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2.138.344	12.075.634	1.712.518	385.126	16.311.622
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	13.947.597	8.262.959	2.067.708	24.278.263
RL.11	C > 500.000.000	-	4.232.368	13.072.916	64.925.760	82.231.043
<b>Total</b>		<b>958.990.326</b>	<b>45.828.520</b>	<b>24.457.332</b>	<b>67.466.268</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 77. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (MWh) (A)			
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
RL.1	C ≤ 5.000	10.617.474	11.227	-	-
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.698.776	1.714	54	27
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.979.333	6.609	306	271
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.582.548	58.833	724	1.691
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.065.323	635.159	9.528	1.551
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.376.412	2.373.016	70.471	7.189
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.212.773	6.279.808	305.410	23.008
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.823.707	13.737.656	868.802	118.252
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	296.441	22.204.600	1.741.635	786.710
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	28.275.973	9.581.836	4.826.095
RL.11	C > 500.000.000	-	10.033.239	17.526.465	133.777.652
<b>Total</b>		<b>70.652.787</b>	<b>83.617.834</b>	<b>30.105.232</b>	<b>139.542.445</b>

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	1,7510	0,4461806	0,2328	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	18.591.118	5.009	-	-	18.596.127
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	39.745.387	765	12	-	39.746.164
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	12.220.761	2.949	71	-	12.223.780
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	11.525.992	26.250	169	-	11.552.411
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.126.291	283.396	2.218	-	21.411.905
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9.414.057	1.058.794	16.407	-	10.489.258
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.625.542	2.801.929	71.105	-	8.498.575
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	4.944.290	6.129.476	202.272	-	11.276.038
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	519.066	9.907.263	405.482	-	10.831.810
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	12.616.192	2.230.813	-	14.847.005
RL.11	C > 500.000.000	-	4.476.637	4.080.457	-	8.557.094
<b>Total</b>		<b>123.712.504</b>	<b>37.308.659</b>	<b>7.009.007</b>	<b>-</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 78. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	$C \leq 5.000$	143.832.167	18.596.127
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	344.037.157	39.746.164
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	100.186.803	12.223.780
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	84.273.404	11.552.411
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	172.302.926	21.411.905
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	62.051.027	10.489.258
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	34.473.740	8.498.575
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	32.764.292	11.276.038
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	16.311.622	10.831.810
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	24.278.263	14.847.005
RL.11	$C > 500.000.000$	82.231.043	8.557.094
<b>Total</b>		<b>1.096.742.446</b>	<b>168.030.169</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 79 se muestra la asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro conforme el apartado 9 del Anexo II de la Circular 6/2020 y en el Cuadro 80 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

**Cuadro 79. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2024**

<b>Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)</b>	<b>181.129.938</b>
<b>Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)</b>	<b>8.036.682</b>
<b>Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)</b>	<b>1,8782</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Numero de clientes (D)	Retribución de distribución cuyo inductor del coste es el cliente que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	$C \leq 5.000$	4.594.552	103.551.545
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.984.363	67.261.280
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	380.599	8.577.906
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	50.559	1.139.487
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.235	478.593
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.209	72.328
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.072	24.150
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	657	14.798
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	282	6.358
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	142	3.200
RL.11	$C > 500.000.000$	13	293
<b>Total</b>		<b>8.036.682</b>	<b>181.129.938</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 80. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación.  
Año de gas 2024**

<b>Retribución del gas de operación (€) (A)</b>	<b>9.972.038</b>
<b>Demanda suministrada desde redes locales (kWh) (B)</b>	<b>323.918.299</b>
<b>Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)</b>	<b>0,0026</b>

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución del gas de operación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	10.628.701	327.212
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.700.570	698.852
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.986.519	215.085
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.643.796	204.534
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.711.562	391.334
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.827.088	240.962
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.820.999	302.346
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	17.548.417	540.240
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.029.386	770.546
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	42.683.905	1.314.052
RL.11	C > 500.000.000	161.337.357	4.966.877
<b>Total</b>		<b>323.918.299</b>	<b>9.972.038</b>

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 81 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

**Cuadro 81. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	143.832.167	103.551.545	247.383.712	18.596.127	327.212	18.923.339
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	344.037.157	67.261.280	411.298.438	39.746.164	698.852	40.445.016
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	100.186.803	8.577.906	108.764.709	12.223.780	215.085	12.438.865
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	84.273.404	1.139.487	85.412.891	11.552.411	204.534	11.756.945
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	172.302.926	478.593	172.781.519	21.411.905	391.334	21.803.239
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	62.051.027	72.328	62.123.355	10.489.258	240.962	10.730.220
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	34.473.740	24.150	34.497.891	8.498.575	302.346	8.800.921
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	32.764.292	14.798	32.779.090	11.276.038	540.240	11.816.278
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.311.622	6.358	16.317.980	10.831.810	770.546	11.602.357
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.278.263	3.200	24.281.464	14.847.005	1.314.052	16.161.058
RL.11	C > 500.000.000	82.231.043	293	82.231.336	8.557.094	4.966.877	13.523.971
<b>Total</b>		<b>1.096.742.446</b>	<b>181.129.938</b>	<b>1.277.872.384</b>	<b>168.030.169</b>	<b>9.972.038</b>	<b>178.002.208</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 82 se muestra el cálculo de los términos fijos y variables del peaje de redes locales por grupo tarifario conforme a los apartados 11 y 12 del anexo II de la Circular 6/2020, y en el Cuadro 83, el Cuadro 84, el Cuadro 85 y el Cuadro 86 se detalla el procedimiento de cálculo del término fijo por cliente aplicable a los consumidores sin obligación de disponer de equipos con capacidad de medir el caudal máximo demandado conforme el apartado 13 del Anexo II de la Circular 6/2020.

**Cuadro 82. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.  
Año de gas 2024**

**I. Retribución a recuperar**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	247.383.712	18.923.339
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	411.298.438	40.445.016
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	108.764.709	12.438.865
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	85.412.891	11.756.945
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	172.781.519	21.803.239
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	62.123.355	10.730.220
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	34.497.891	8.800.921
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	32.779.090	11.816.278
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.317.980	11.602.357
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.281.464	16.161.058
RL.11	C > 500.000.000	82.231.336	13.523.971
<b>Total</b>		<b>1.277.872.384</b>	<b>178.002.208</b>

**II. Variables inductoras del coste**

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C)	Volumen (kWh) (D)
RL.1	C ≤ 5.000	79.212.715	10.628.701.083
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	189.188.292	22.700.570.326
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.143.860	6.986.518.704
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	46.771.512	6.643.795.946
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	99.182.795	12.711.561.901
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	48.905.612	7.827.087.792
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.599.550	9.820.999.137
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	80.878.351	17.548.416.658
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	103.552.470	25.029.385.576
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	161.038.634	42.683.904.635
RL.11	C > 500.000.000	681.947.901	161.337.356.812
<b>Total</b>		<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.298.569</b>

**III. Términos fijos y variables del peaje**

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	3,123030	0,001780
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,174016	0,001782
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	1,972381	0,001780
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,826173	0,001770
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,742051	0,001715
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,270270	0,001371
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,668570	0,000896
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,405289	0,000673
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,157582	0,000464
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,150780	0,000379
RL.11	C > 500.000.000	0,120583	0,000084

Fuente: CNMC

**Cuadro 83. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B) / (A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	79.212.715	10.628.701	247.383.712	53,842840
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	189.188.292	22.700.570	411.298.438	137,817679
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	55.143.860	6.986.519	108.764.709	285,767058
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	46.771.512	6.643.796	85.412.891	1.688,979815
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	99.182.795	12.711.562	172.781.519	8.132,420472
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	48.905.612	7.827.088	62.123.355	19.166,925559

Fuente: CNMC

**Cuadro 84. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B)	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E))	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (F) del grupo anterior
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	53,842840	0,001780	53,842840	8,902000	62,744840	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	137,817679	0,001782	137,817679	26,725110	164,542789	62,744840
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	285,767058	0,001780	285,767058	89,020480	374,787538	164,542789
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.688,979815	0,001770	1.688,979815	530,883768	2.219,863583	374,787538
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	8.132,420472	0,001715	8.132,420472	2.572,843458	10.705,263930	2.219,863583
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	19.166,925559	0,001371	19.166,925559	6.854,541575	26.021,467134	10.705,263930

Fuente: CNMC

**Cuadro 85. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2024**

**I. Retribución recuperada a través del término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	10.628.701	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	22.700.570	62,744840	187.253.585
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	6.986.519	164,542789	62.626.003
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	6.643.796	374,787538	18.953.268
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	12.711.562	2.219,863583	47.163.253
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	7.827.088	10.705,263930	34.697.631

**II. Determinación del término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	451.743.454	187.253.585	264.489.868	0,011651
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	121.203.574	62.626.003	58.577.571	0,008384
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	97.169.836	18.953.268	78.216.568	0,011773
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	194.584.758	47.163.253	147.421.505	0,011597
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	72.853.574	34.697.631	38.155.944	0,004875

Fuente: CNMC

**Cuadro 86. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2024**

**I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2**

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	187.253.585	41,5%
Término variable	264.489.868	58,5%
<b>Total</b>	<b>451.743.454</b>	<b>100,0%</b>

**II. Determinación de los términos del peaje RL.1**

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	<b>266.307.051</b>
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	<b>110.387.765</b>	<b>155.919.286</b>

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	<b>4.594.552</b>	<b>10.628.701</b>

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	<b>24,025797</b>	<b>0,014670</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 87 se resumen los peajes de redes locales que resultan de aplicar la metodología establecida en el artículo 22 y en el Anexo II de la Circular 6/2020 para el año de gas 2024.

**Cuadro 87. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2024**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	24,025797	0,014670	3,123030	0,001780	0,02506	41,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	62,744840	0,011651	2,174016	0,001782	0,01990	41,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	164,542789	0,008384	1,972381	0,001780	0,01735	51,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	374,787538	0,011773	1,826173	0,001770	0,01463	19,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.219,863583	0,011597	1,742051	0,001715	0,01531	24,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,263930	0,004875	1,270270	0,001371	0,00931	47,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,668570	0,000896	0,00441	79,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,405289	0,000673	0,00254	73,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,157582	0,000464	0,00112	58,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150780	0,000379	0,00095	60,0%
RL.11	C > 500.000.000			0,120583	0,000084	0,00059	85,9%

Fuente: CNMC

Una vez determinados los peajes que resultan de la metodología establecida en la Circular 6/2020, se aplica el procedimiento previsto en el resuelve segundo de la Resolución de 19 de mayo de 2022 para la determinación de los peajes de redes locales durante el periodo transitorio.

Conforme a dicho procedimiento, las variaciones de precios de los peajes a los que aplica el periodo transitorio se determinarán de forma que la diferencia de la facturación de los términos fijo y variable que anualmente resulten de la aplicación de los precios del ejercicio anterior al que se establecen los precios y los que resulten de la aplicación de la Circular 6/2020 para el año de gas 2026 se distribuye entre el número de años que restan para la finalización del periodo transitorio.

En el Cuadro 88 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2024, a efectos de comprobar que sigue siendo de aplicación la limitación de variaciones prevista para el periodo transitorio. Se observa que, con carácter general, para los colectivos a los que es de aplicación el periodo transitorio se registran incrementos relevantes del término fijo y/o del término variable.

**Cuadro 88. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2024**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022			Facturación a los precios del año de gas 2024			% variación 2024 sobre 2023		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.581</b>	<b>149.451.012</b>	<b>21.602.121</b>	<b>102.286.962</b>	<b>105.337.737</b>	<b>207.624.699</b>	<b>214.928.176</b>	<b>30.795.993</b>	<b>245.724.169</b>	<b>110,1%</b>	<b>-70,8%</b>	<b>18,4%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	69.219.143	95.092.560	164.311.703	162.698.881	20.406.045	183.104.926	135,0%	-78,5%	11,4%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	5.607.224	936.400	6.543.624	8.344.536	1.108.447	9.452.983	48,8%	18,4%	44,5%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	12.642.778	3.004.529	15.647.306	20.287.782	3.359.652	23.647.434	60,5%	11,8%	51,1%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	14.817.818	6.304.248	21.122.066	23.596.977	5.921.849	29.518.827	59,2%	-6,1%	39,8%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.390</b>	<b>9.107.597</b>	<b>1.345.544</b>	<b>9.324.916</b>	<b>9.817.092</b>	<b>19.142.009</b>	<b>18.184.789</b>	<b>2.162.807</b>	<b>20.347.596</b>	<b>95,0%</b>	<b>-78,0%</b>	<b>6,3%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.326.380	2.224.364	4.550.744	4.451.347	367.712	4.819.059	91,3%	-83,5%	5,9%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	3.351.847	3.249.932	6.601.779	6.457.086	639.108	7.096.194	92,6%	-80,3%	7,5%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.088.413	1.349.119	2.437.532	2.390.724	286.462	2.677.186	119,7%	-78,8%	9,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.077.683	936.425	2.014.107	1.626.799	253.846	1.880.646	51,0%	-72,9%	-6,6%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	816.957	995.583	1.812.540	1.738.102	288.747	2.026.850	112,8%	-71,0%	11,8%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	436.931	843.888	1.280.819	1.078.807	199.327	1.278.134	146,9%	-76,4%	-0,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	162.218	172.819	335.037	337.747	73.923	411.670	108,2%	-57,2%	22,9%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	64.488	44.964	109.452	104.175	53.681	157.857	61,5%	19,4%	44,2%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022			Facturación a los precios del año de gas 2024			% variación 2024 sobre 2023		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>21.870</b>	<b>114.156.292</b>	<b>14.993.895</b>	<b>26.800.951</b>	<b>140.188.829</b>	<b>166.989.781</b>	<b>55.744.323</b>	<b>157.415.852</b>	<b>213.160.175</b>	<b>108,0%</b>	<b>12,3%</b>	<b>27,6%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	18.248.427	131.699.568	149.947.995	45.023.560	137.974.444	182.998.004	146,7%	4,8%	22,0%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.910.373	2.891.918	4.802.290	1.642.699	7.494.710	9.137.409	-14,0%	159,2%	90,3%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	6.642.151	5.597.344	12.239.496	9.078.064	11.946.698	21.024.762	36,7%	113,4%	71,8%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.371</b>	<b>8.345.379</b>	<b>1.183.331</b>	<b>4.726.425</b>	<b>13.447.568</b>	<b>18.173.993</b>	<b>8.597.335</b>	<b>12.908.163</b>	<b>21.505.498</b>	<b>81,9%</b>	<b>-4,0%</b>	<b>18,3%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.423.383	3.177.308	4.600.692	2.684.305	3.029.771	5.714.076	88,6%	-4,6%	24,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	1.680.251	4.581.471	6.261.722	2.977.140	4.179.442	7.156.582	77,2%	-8,8%	14,3%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	696.077	1.836.153	2.532.229	1.475.088	1.349.018	2.824.106	111,9%	-26,5%	11,5%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	429.295	1.370.497	1.799.791	356.631	1.688.788	2.045.419	-16,9%	23,2%	13,6%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	266.189	1.501.287	1.767.476	496.993	1.952.352	2.449.345	86,7%	30,0%	38,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	231.231	980.853	1.212.083	607.178	708.793	1.315.971	162,6%	-27,7%	8,6%

Fuente: CNMC

En el Cuadro 89 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2024 a los precios de la Resolución de peajes de 2023 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2026, así como la diferencia de facturación que procede aplicar en el año de gas 2024, teniendo en cuenta que se debe laminar en los tres años que restan para concluir el periodo transitorio.

A partir de la facturación, se procede a la determinación de los términos fijos y variables para el año de gas 2024 para este colectivo. Se indica que para determinados grupos tarifarios la aplicación del periodo transitorio supondría una reducción respecto de los peajes del año de gas 2023, en lugar del incremento que resulta de aplicar los peajes del año de gas 2024, por lo tanto para este colectivo se mantiene la facturación total que resulta de considerar los peajes de la Resolución del año de gas 2023, aplicando el transitorio a la relación entre el término fijo y el término variable que resulta de aplicar el transitorio (véase Cuadro 90).

**Cuadro 89. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 3			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.581</b>	<b>149.451.012</b>	<b>21.602.121</b>	<b>102.286.962</b>	<b>105.337.737</b>	<b>207.624.699</b>	<b>200.417.524</b>	<b>27.466.630</b>	<b>227.884.154</b>	<b>32.710.187</b>	<b>-25.957.036</b>	<b>6.753.152</b>	<b>134.997.149</b>	<b>79.380.701</b>	<b>214.377.851</b>	<b>32,0%</b>	<b>-24,6%</b>	<b>3,3%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	69.219.143	95.092.560	164.311.703	151.957.820	18.347.335	170.305.154	27.579.559	-25.581.742	1.997.817	96.798.702	69.510.819	166.309.520	39,8%	-26,9%	1,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	5.607.224	936.400	6.543.624	7.793.646	996.619	8.790.265	728.807	20.073	748.880	6.336.031	956.473	7.292.504	13,0%	2,1%	11,4%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	12.642.778	3.004.529	15.647.306	18.864.520	2.987.220	21.851.740	2.073.914	-5.770	2.068.144	14.716.692	2.998.759	17.715.451	16,4%	-0,2%	13,2%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	14.817.818	6.304.248	21.122.066	21.801.539	5.135.456	26.936.995	2.327.907	-389.597	1.938.310	17.145.725	5.914.651	23.060.375	15,7%	-6,2%	9,2%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.390</b>	<b>9.107.897</b>	<b>1.345.544</b>	<b>9.324.916</b>	<b>9.817.092</b>	<b>19.142.009</b>	<b>17.028.742</b>	<b>1.940.073</b>	<b>18.968.815</b>	<b>2.567.942</b>	<b>-2.625.673</b>	<b>-57.731</b>	<b>11.892.858</b>	<b>7.191.419</b>	<b>19.084.277</b>	<b>27,5%</b>	<b>-26,7%</b>	<b>-0,3%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.326.380	2.224.364	4.550.744	4.186.641	331.210	4.517.851	620.087	-631.051	-10.964	2.946.467	1.593.312	4.539.780	26,7%	-28,4%	-0,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	3.351.847	3.249.932	6.601.779	6.050.508	575.702	6.626.210	899.554	-891.410	8.144	4.251.401	2.358.522	6.609.923	26,8%	-27,4%	0,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.088.413	1.349.119	2.437.532	2.237.266	258.026	2.495.292	382.951	-363.697	19.253	1.471.364	985.421	2.456.785	35,2%	-27,0%	0,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.077.683	936.425	2.014.107	1.520.039	228.590	1.748.629	147.452	-235.945	-88.493	1.225.135	700.480	1.925.614	13,7%	-25,2%	-4,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	816.957	995.583	1.812.540	1.623.356	259.617	1.882.973	268.800	-245.322	23.478	1.085.757	750.261	1.836.017	32,9%	-24,6%	1,3%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	436.931	843.888	1.280.819	1.003.125	177.231	1.180.355	188.731	-222.219	-33.488	625.662	621.669	1.247.331	43,2%	-26,3%	-2,6%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	162.218	172.819	335.037	312.049	64.106	376.155	49.944	-36.238	13.706	212.161	136.581	348.743	30,8%	-21,0%	4,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	64.488	44.964	109.452	95.759	45.592	141.351	10.424	209	10.633	74.912	45.173	120.085	16,2%	0,5%	9,7%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 3			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>21.870</b>	<b>114.156.292</b>	<b>14.993.895</b>	<b>26.800.951</b>	<b>140.188.829</b>	<b>166.989.781</b>	<b>52.013.875</b>	<b>146.670.352</b>	<b>198.684.227</b>	<b>8.404.308</b>	<b>2.160.508</b>	<b>10.564.816</b>	<b>35.205.259</b>	<b>142.349.337</b>	<b>177.654.696</b>	<b>31,4%</b>	<b>1,5%</b>	<b>6,3%</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	18.248.427	131.699.568	149.947.995	42.012.387	128.590.158	170.602.545	7.921.320	-1.036.470	6.884.850	26.169.747	130.663.098	156.832.845	43,4%	-0,8%	4,6%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.910.373	2.891.918	4.802.290	1.532.835	6.984.959	8.517.795	-125.846	1.364.347	1.238.502	1.784.527	4.256.265	6.040.792	-6,6%	47,2%	25,8%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	6.642.151	5.597.344	12.239.496	8.468.653	11.095.235	19.563.888	608.834	1.832.630	2.441.464	7.250.985	7.429.975	14.680.960	9,2%	32,7%	19,9%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.371</b>	<b>8.345.379</b>	<b>1.183.331</b>	<b>4.726.425</b>	<b>13.447.568</b>	<b>18.173.993</b>	<b>7.888.882</b>	<b>12.036.030</b>	<b>19.924.911</b>	<b>1.054.152</b>	<b>-470.513</b>	<b>583.639</b>	<b>5.780.577</b>	<b>12.977.056</b>	<b>18.757.633</b>	<b>22,3%</b>	<b>-3,5%</b>	<b>3,2%</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.423.383	3.177.308	4.600.692	2.465.932	2.831.703	5.297.635	347.516	-115.202	232.314	1.770.899	3.062.107	4.833.006	24,4%	-3,6%	5,0%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	1.680.251	4.581.471	6.261.722	2.723.561	3.889.860	6.613.420	347.770	-230.537	117.233	2.028.021	4.350.934	6.378.955	20,7%	-5,0%	1,9%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	696.077	1.836.153	2.532.229	1.344.763	1.253.756	2.598.518	216.229	-194.132	22.096	912.305	1.642.020	2.554.326	31,1%	-10,6%	0,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	429.295	1.370.497	1.799.791	324.454	1.582.873	1.907.327	-34.947	70.792	35.845	394.348	1.441.289	1.835.636	-8,1%	5,2%	2,0%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	266.189	1.501.287	1.767.476	463.755	1.819.563	2.283.318	65.855	106.092	171.947	332.044	1.607.379	1.939.423	24,7%	7,1%	9,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	231.231	980.853	1.212.083	566.418	658.276	1.224.694	111.729	-107.526	4.203	342.960	873.327	1.216.287	48,3%	-11,0%	0,3%

Fuente: CNMC

**Cuadro 90. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2024**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación del periodo transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.581</b>	<b>149.451.012</b>	<b>21.602.121</b>	<b>134.997.149</b>	<b>79.380.701</b>	<b>214.377.851</b>		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	96.798.702	69.510.819	166.309.520	1,036444	0,005843
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	6.336.031	956.473	7.292.504	1,322745	0,001480
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	14.716.692	2.998.759	17.715.451	0,921450	0,001224
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	17.145.725	5.914.651	23.060.375	0,485787	0,000895
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.390</b>	<b>9.107.597</b>	<b>1.345.544</b>	<b>11.892.858</b>	<b>7.324.364</b>	<b>19.217.223</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.946.467	1.604.277	4.550.744	2,067218	0,007768
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	4.251.401	2.358.522	6.609.923	1,431391	0,006575
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.471.364	985.421	2.456.785	1,213896	0,006125
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.225.135	788.973	2.014.107	1,375282	0,005500
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	1.085.757	750.261	1.836.017	1,088224	0,004457
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	625.662	655.157	1.280.819	0,736703	0,004506
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	212.161	136.581	348.743	0,419973	0,001656
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	74.912	45.173	120.085	0,291440	0,000567

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación del periodo transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/cliente/año)	Término variable (€/kWh)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>21.870</b>	<b>114.156.292</b>	<b>14.993.895</b>	<b>35.205.259</b>	<b>142.349.337</b>	<b>177.554.596</b>		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	26.169.747	130.663.098	156.832.845	1.290,29	0,010983
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.784.527	4.256.265	6.040.792	2.411,52	0,006586
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	7.250.985	7.429.975	14.680.960	8.550,69	0,003032
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.371</b>	<b>8.345.379</b>	<b>1.183.331</b>	<b>5.780.577</b>	<b>12.977.056</b>	<b>18.757.633</b>		
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.770.899	3.062.107	4.833.006	15,85	0,014826
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	2.028.021	4.350.934	6.378.955	42,74	0,012129
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	912.305	1.642.020	2.554.326	101,77	0,010205
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	394.348	1.441.289	1.835.636	414,42	0,010048
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	332.044	1.607.379	1.939.423	1.483,10	0,009548
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	342.960	873.327	1.216.287	6.046,79	0,006006

Fuente: CNMC

Teniendo en cuenta que el diferencial de facturación que se debe recuperar es diferente en el caso de que la facturación del término fijo sea por cliente o por caudal, con objeto de asegurar la suficiencia, se toma para cada uno de los peajes el máximo de la diferencia entre la facturación a los precios del ejercicio 2024 y la facturación a los precios del transitorio (véanse Cuadro 91 y Cuadro 92).

**Cuadro 91. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio**

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios del año de gas 2024 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>22.581</b>	<b>149.451.012</b>	<b>21.602.121</b>	<b>214.928.176</b>	<b>30.795.993</b>	<b>245.724.169</b>	<b>134.997.149</b>	<b>79.380.701</b>	<b>214.377.851</b>	<b>-79.931.026</b>	<b>48.584.708</b>	<b>-31.346.318</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	162.698.881	20.406.045	183.104.926	96.798.702	69.510.819	166.309.520	-65.900.179	49.104.774	-16.795.405
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	8.344.536	1.108.447	9.452.983	6.336.031	956.473	7.292.504	-2.008.504	-151.974	-2.160.479
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	20.287.782	3.359.652	23.647.434	14.716.692	2.998.759	17.715.451	-5.571.090	-360.893	-5.931.983
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	23.596.977	5.921.849	29.518.827	17.145.725	5.914.651	23.060.375	-6.451.252	-7.199	-6.458.451
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.390</b>	<b>9.107.597</b>	<b>1.345.544</b>	<b>18.184.789</b>	<b>2.162.807</b>	<b>20.347.596</b>	<b>11.892.858</b>	<b>7.324.364</b>	<b>19.217.223</b>	<b>-6.291.930</b>	<b>5.161.557</b>	<b>-1.130.373</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	4.451.347	367.712	4.819.059	2.946.467	1.604.277	4.550.744	-1.504.880	1.236.565	-268.315
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	6.457.066	639.108	7.096.194	4.251.401	2.358.522	6.609.923	-2.205.685	1.719.414	-486.271
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	2.390.724	286.462	2.677.186	1.471.364	985.421	2.456.785	-919.360	698.959	-220.401
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.626.799	253.846	1.880.646	1.225.135	788.973	2.014.107	-401.665	535.126	133.462
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	1.738.102	288.747	2.026.850	1.085.757	750.261	1.836.017	-652.346	461.513	-190.832
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	1.078.807	199.327	1.278.134	625.662	655.157	1.280.819	-453.145	455.830	2.685
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	337.747	73.923	411.670	212.161	136.581	348.743	-125.586	62.658	-62.927
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	104.175	53.681	157.857	74.912	45.173	120.085	-29.264	-8.509	-37.772
<b>Impacto del transitorio</b>												<b>-32.476.691</b>	

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios del año de gas 2024 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>21.870</b>	<b>114.156.292</b>	<b>14.993.895</b>	<b>55.744.323</b>	<b>157.415.852</b>	<b>213.160.175</b>	<b>35.205.259</b>	<b>142.349.337</b>	<b>177.554.596</b>	<b>-20.539.064</b>	<b>-15.066.515</b>	<b>-35.605.579</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	45.023.560	137.974.444	182.998.004	26.169.747	130.663.098	156.832.845	-18.853.813	-7.311.347	-26.165.159
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.642.699	7.494.710	9.137.409	1.784.527	4.256.265	6.040.792	141.828	-3.238.445	-3.096.617
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	9.078.064	11.946.698	21.024.762	7.250.985	7.429.975	14.680.960	-1.827.079	-4.516.724	-6.343.803
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>169.371</b>	<b>8.345.379</b>	<b>1.183.331</b>	<b>8.597.335</b>	<b>12.908.163</b>	<b>21.505.498</b>	<b>5.780.577</b>	<b>12.977.056</b>	<b>18.757.633</b>	<b>-2.816.758</b>	<b>68.892</b>	<b>-2.747.866</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.684.305	3.029.771	5.714.076	1.770.899	3.062.107	4.833.006	-913.406	32.336	-881.070
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	2.977.140	4.179.442	7.156.582	2.028.021	4.350.934	6.378.955	-949.119	171.492	-777.627
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.475.088	1.349.018	2.824.106	912.305	1.642.020	2.554.326	-562.783	293.003	-269.780
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	356.631	1.688.788	2.045.419	394.348	1.441.289	1.835.636	37.717	-247.500	-209.783
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	496.993	1.952.352	2.449.345	332.044	1.607.379	1.939.423	-164.949	-344.973	-509.922
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	607.178	708.793	1.315.971	342.960	873.327	1.216.287	-264.218	164.534	-99.684
<b>Impacto del transitorio</b>												<b>-38.353.445</b>	

Fuente: CNMC

**Cuadro 92. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio**

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Impacto del transitorio en facturación por caudal (€) (A)	Impacto del transitorio en la facturación por cliente (€) (B)	Coste que se debe imputar al resto de los peajes durante el periodo transitorio MAX (A,B)
<b>Sumistrados desde la red T&amp;D</b>		<b>31.346.318</b>	<b>35.605.579</b>	<b>42.064.030</b>
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	16.795.405	26.165.159	26.165.159
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.160.479	3.096.617	3.096.617
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.931.983	6.343.803	6.343.803
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.458.451	n.a.	6.458.451
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>		<b>1.130.373</b>	<b>2.747.866</b>	<b>2.848.565</b>
RLPS.1	C ≤ 5.000	268.315	881.070	881.070
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	486.271	777.627	777.627
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	220.401	269.780	269.780
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-133.462	209.783	209.783
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	190.832	509.922	509.922
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-2.685	99.684	99.684
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	62.927	n.a.	62.927
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	37.772	n.a.	37.772
<b>Total</b>				<b>44.912.595</b>

Fuente: CNMC

La diferencia de ingresos que resulta de la aplicación del periodo transitorio se asignará a los peajes para los que, de acuerdo con la metodología de la Circular 6/2020, resulten reducciones en la facturación de los peajes de acceso a las redes locales respecto del ejercicio anterior, proporcionalmente a la reducción experimentada de los términos fijos y/o variables hasta el límite de la reducción total (véase Cuadro 93).

Al respecto se indica, que dado que como resultado de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 resultan incrementos de los términos fijos por cliente de los peajes RL.1 y RL.2, la diferencia de ingresos asignada a estos peajes se recupera a través del término variable.



En el Cuadro 94 se recogen los peajes de redes locales que resultan para el año de gas 2024 tras la aplicación del periodo transitorio.

**Cuadro 94. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2024, tras la aplicación del periodo transitorio**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>						
RL.1	C ≤ 5.000	25,906	0,015062	3,23170	0,001898	0,02620
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	65,907	0,012147	2,28950	0,001852	0,02081
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169,317	0,009480	2,07201	0,001825	0,01870
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	408,670	0,011902	1,92404	0,001826	0,01502
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.290,286	0,010983	1,03644	0,005843	0,01318
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.411,523	0,006586	1,32274	0,001480	0,00935
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,264	0,004875	1,31275	0,001371	0,00966
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.550,690	0,003032	0,92145	0,001224	0,00599
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,68518	0,000896	0,00435
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,48579	0,000895	0,00349
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	-	-	0,40529	0,000673	0,00254
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,15758	0,000464	0,00112
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,15078	0,000379	0,00095
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,12058	0,000084	0,00059
<b>Suministrados desde planta satélite</b>						
RLPS.1	C ≤ 5.000	15,850	0,014826	2,06722	0,007768	0,02340
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	42,742	0,012129	1,43139	0,006575	0,01778
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	101,766	0,010205	1,21390	0,006125	0,01588
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	414,424	0,010048	1,37528	0,005500	0,01280
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.483,105	0,009548	1,08822	0,004457	0,01152
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.046,790	0,006006	0,73670	0,004506	0,00837
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,41997	0,001656	0,00423
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,29144	0,000567	0,00151
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,15758	0,000464	n.a.
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,15078	0,000379	n.a.
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,12058	0,000084	n.a.

Fuente: CNMC

## 8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

Como se ha indicado la variación de peajes de un ejercicio respecto del ejercicio anterior depende de la evolución de las variables de facturación y de la retribución asignada. Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 95 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2023 y los

previstos para el año de gas 2024. Se observa que, con carácter general, tanto el número de clientes como la capacidad contratada equivalente y el volumen resultan inferiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes locales del año de gas 2023 y que los grupos tarifarios aplicables a suministros de mayor tamaño experimentan reducciones superiores a los de menor tamaño, por lo que cabría esperar un aumento de los peajes de las redes locales y, en mayor medida, de aquellos peajes aplicables a suministros de mayor tamaño.

Por otra parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el año de gas 2024 resulta inferior a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2023 (véase Cuadro 96). Al respecto cabe señalar que, dado que la retribución asignada al término fijo se reduce, mientras que la retribución asignada al término variable aumenta, y que la capacidad contratada se reduce en menor medida que el volumen, se observan mayores reducciones o menores aumentos en los términos fijos de facturación.

**Cuadro 95. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024**

Resolución de peajes 2024 (A)					
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	79.212.715	10.628.701	36,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	189.188.292	22.700.570	32,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	55.143.860	6.986.519	34,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	46.771.512	6.643.796	38,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	99.182.795	12.711.562	35,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	48.905.612	7.827.088	43,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.109	51.599.550	9.820.999	52,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	687	80.878.351	17.548.417	59,3%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	103.552.470	25.029.386	66,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	161.038.634	42.683.905	72,4%
RL.11	C > 500.000.000	101	681.947.901	161.337.357	64,6%
<b>Total</b>		<b>8.036.978</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>323.918.299</b>	<b>55,4%</b>

Resolución de peajes 2023 (B)					
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	factor de carga (%)
RL.1	C ≤ 5.000	4.701.485	84.037.789	11.485.911	37,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.921.366	176.836.578	21.561.958	33,4%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	396.986	60.168.511	7.333.060	33,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	57.944	49.658.629	7.550.349	41,7%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.011	81.935.198	13.679.540	45,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.325	28.860.106	6.018.890	57,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.175	46.722.330	9.264.687	54,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	709	92.177.550	19.106.911	56,8%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	311	107.464.257	27.972.682	71,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	175.717.459	49.827.110	77,7%
RL.11	C > 500.000.000	103	910.529.959	217.277.625	65,4%
<b>Total</b>		<b>8.103.607</b>	<b>1.814.108.366</b>	<b>391.078.722</b>	<b>59,1%</b>

% variación (A) sobre (B)					
Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente	Volumen de consumo	factor de carga
RL.1	C ≤ 5.000	-2,3%	-5,7%	-7,5%	-2,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,2%	7,0%	5,3%	-1,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-4,1%	-8,4%	-4,7%	3,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-12,7%	-5,8%	-12,0%	-6,8%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,1%	21,1%	-7,1%	-23,4%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	39,4%	69,5%	30,0%	-23,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-5,6%	10,4%	6,0%	-4,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-3,2%	-12,3%	-8,2%	4,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-0,4%	-3,6%	-10,5%	-7,4%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-0,2%	-8,4%	-14,3%	-6,8%
RL.11	C > 500.000.000	-2,4%	-25,1%	-25,7%	-1,1%
<b>Total</b>		<b>-0,8%</b>	<b>-11,9%</b>	<b>-17,2%</b>	<b>-6,2%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo 2022 y CNMC

**Cuadro 96. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024**

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución de la red de influencia local</b>	<b>145.139.970</b>	<b>140.133.348</b>	<b>-3,4%</b>
Retribución a la inversión	90.807.470	83.913.661	-7,6%
Retribución O&M	49.378.153	49.780.122	0,8%
Gas de Operación	4.954.347	6.439.565	30,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de transporte secundario</b>	<b>66.047.734</b>	<b>63.113.734</b>	<b>-4,4%</b>
Retribución a la inversión	43.330.720	39.577.653	-8,7%
Retribución O&M	19.999.269	20.003.608	0,0%
Gas de Operación	2.717.746	3.532.474	30,0%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Retribución de la red de distribución</b>	<b>1.307.470.772</b>	<b>1.252.627.509</b>	<b>-4,2%</b>
Retribución de las redes	1.307.470.772	1.252.627.509	-4,2%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
<b>Total</b>	<b>1.518.658.477</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>-4,1%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por último, en el Cuadro 97 y el Cuadro 98 se comparan los términos que resultan para ambos ejercicios antes y después de la aplicación del periodo transitorio. Se observa que, antes de aplicar el periodo transitorio, el impacto conjunto de la variación de las variables de facturación y la retribución se traduce, en una reducción de los peajes del término fijo y variables del RL.1 al RL.5 (exceptuando el término variable de consumidores que no dispongan de equipo de telemedida de este último). Por el contrario, con carácter general, se incrementan los peajes de ambos términos de los peajes RL.6 a RL.11, exceptuando el término fijo de los peajes RL.6 y RL.7 para consumidores que dispongan de equipo de medida.

Ello es debido a que la reducción del coste asignado a los términos fijos y variables de los peajes aplicables a los consumidores de mayor tamaño no ha sido suficiente para compensar el impacto de la reducción de la contracción de la capacidad y el volumen de este colectivo.

**Cuadro 97. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2024 de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 antes de la aplicación del periodo transitorio**

**Resolución peajes 2023 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	27,546203	0,014890	3,322665	0,001855	0,026798
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,667371	0,012286	2,406279	0,001855	0,021314
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,484980	0,010293	2,173025	0,001855	0,019744
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	422,076998	0,011923	2,025063	0,001843	0,015136
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.288,539708	0,010006	1,959467	0,001785	0,013831
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.318,374831	0,003867	1,383949	0,001216	0,008139
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,676455	0,000886	0,004441
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,383433	0,000625	0,002392
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,149164	0,000410	0,001027
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,133985	0,000344	0,000850
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,100536	0,000068	0,000493

**Resolución de peajes 2024 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	24,025797	0,014670	3,123	0,001780	0,025055
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	62,744840	0,011651	2,174	0,001782	0,019900
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	164,542789	0,008384	1,972	0,001780	0,017348
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	374,787538	0,011773	1,826	0,001770	0,014626
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.219,863583	0,011597	1,742	0,001715	0,015308
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,263930	0,004875	1,270	0,001371	0,009308
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,669	0,000896	0,004409
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,405	0,000673	0,002541
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,158	0,000464	0,001116
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,151	0,000379	0,000947
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,121	0,000084	0,000594

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	-12,8%	-1,5%	-6,0%	-4,0%	-6,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-8,6%	-5,2%	-9,7%	-4,0%	-6,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-5,2%	-18,5%	-9,2%	-4,0%	-12,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-11,2%	-1,3%	-9,8%	-4,0%	-3,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-3,0%	15,9%	-11,1%	-3,9%	10,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3,7%	26,1%	-8,2%	12,7%	14,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	-1,2%	1,1%	-0,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	5,7%	7,7%	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	5,6%	13,0%	8,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	12,5%	9,9%	11,5%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	19,9%	24,0%	20,5%

(1) Facturación de la demanda de 2024 a los precios de la Resolución de 2023

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

**Cuadro 98. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 tras la aplicación del periodo transitorio**

**1. Consumidores suministrados desde redes de transporte y distribución**

**Resolución peajes 2023 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	27,546203	0,015404	3,368633	0,002047	0,027252
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,667371	0,012580	2,435016	0,001940	0,021607
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,484980	0,010436	2,197547	0,001882	0,019882
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	438,244299	0,012014	2,047357	0,001896	0,015359
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	899,729372	0,011070	0,741144	0,007993	0,013811
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.581,584592	0,004475	1,170595	0,001449	0,010126
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.497,509675	0,004207	1,390393	0,001223	0,008896
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.832,725700	0,002284	0,791597	0,001226	0,006385
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,701087	0,000889	0,004428
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,419831	0,000954	0,003196
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,387406	0,000628	0,002416
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,156231	0,000448	0,001094
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,139675	0,000371	0,000898
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,116375	0,000081	0,000573

**Resolución de peajes 2024 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	25,905526	0,015062	3,232	0,001898	0,026204
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	65,907189	0,012147	2,290	0,001852	0,020811
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169,317492	0,009480	2,072	0,001825	0,018699
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	408,670419	0,011902	1,924	0,001826	0,015021
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.290,285994	0,010983	1,036	0,005843	0,013183
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.411,522807	0,006586	1,323	0,001480	0,009348
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.705,263930	0,004875	1,313	0,001371	0,009656
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.550,690016	0,003032	0,921	0,001224	0,005991
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,685	0,000896	0,004354
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,486	0,000895	0,003490
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,405	0,000673	0,002544
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,158	0,000464	0,001116
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,151	0,000379	0,000947
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,121	0,000084	0,000594

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	-6,0%	-2,2%	-4,1%	-7,3%	-3,85%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-4,0%	-3,4%	-6,0%	-4,6%	-3,68%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-2,4%	-9,2%	-5,7%	-3,0%	-5,95%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-6,7%	-0,9%	-6,0%	-3,7%	-2,20%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	43,4%	-0,8%	39,8%	-26,9%	-4,55%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,6%	47,2%	13,0%	2,1%	-7,68%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2,0%	15,9%	-5,6%	12,1%	8,55%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9,2%	32,7%	16,4%	-0,2%	-6,18%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	-2,3%	0,8%	-1,65%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	15,7%	-6,2%	9,18%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	4,6%	7,2%	5,29%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,9%	3,5%	1,93%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	8,0%	2,1%	5,51%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	3,6%	3,5%	3,60%

**2. Consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite**

**Resolución peajes 2023 (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	12,739950	0,015384	1,632	0,010770	0,022276
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,412200	0,012772	1,129	0,009060	0,017456
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	77,645771	0,011412	0,898	0,008385	0,015738
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	451,150276	0,009554	1,210	0,006528	0,012547
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.188,957538	0,008918	0,819	0,005914	0,010499
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.076,874930	0,006746	0,514	0,005804	0,008336
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,321	0,002095	0,004061
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,251	0,000564	0,001373
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,156	0,000448	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,140	0,000371	n.a.
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,116	0,000081	n.a.

**Resolución de peajes 2024 (B)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	15,850385	0,014826	2,067218	0,007768	0,023401
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	42,741643	0,012129	1,431391	0,006575	0,017783
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	101,765596	0,010205	1,213896	0,006125	0,015876
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	414,424289	0,010048	1,375282	0,005500	0,012797
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.483,104771	0,009548	1,088224	0,004457	0,011521
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.046,789502	0,006006	0,736703	0,004506	0,008365
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,419973	0,001656	0,004228
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,291440	0,000567	0,001506
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,157582	0,000464	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,150780	0,000379	n.a.
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,120583	0,000084	n.a.

**% variación (B) sobre (A)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	24,4%	-3,6%	26,7%	-27,9%	5,0%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	20,7%	-5,0%	26,8%	-27,4%	1,9%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	31,1%	-10,6%	35,2%	-27,0%	0,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-8,1%	5,2%	13,7%	-15,7%	2,0%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	24,7%	7,1%	32,9%	-24,6%	9,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	48,3%	-11,0%	43,2%	-22,4%	0,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	30,8%	-21,0%	4,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	16,2%	0,4%	9,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,9%	3,5%	-
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	8,0%	2,1%	-
RL.11	C > 500.000.000	-	-	3,6%	4,1%	-

(1) Facturación de la demanda de 2024 a los precios de la Resolución de 2023

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

## 8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

En el Cuadro 99 y en el Cuadro 100 se muestran la evolución de la retribución asociada a las redes locales, las variables de facturación previstas, el resultado de la asignación y los términos de facturación que resultan de aplicar la metodología de la Circular hasta el final del periodo regulatorio antes y después de la aplicación del periodo transitorio, sin considerar desvíos de ejercicios anteriores. Se estima que durante el periodo regulatorio los peajes de acceso a las redes locales evolucionarán de forma similar a la retribución de la distribución, ya que no se prevén incrementos relevantes de las variables de facturación.

**Cuadro 99. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio**

### 1. Previsión de la retribución de redes locales

Retribución del transporte (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	133.693.784	126.663.300	119.815.094
Retribución de la red de transporte secundario	69.553.299	60.762.288	54.507.359
Retribución de la red de distribución	1.252.627.509	1.204.819.640	1.168.963.738
<b>Total</b>	<b>1.455.874.592</b>	<b>1.392.245.228</b>	<b>1.343.286.190</b>

### 2. Previsión de las variables de facturación

#### Nº de consumidores

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	4.594.552	4.615.339	4.635.021
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2.984.366	2.997.658	3.010.231
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	380.606	382.326	383.954
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	50.571	50.839	51.216
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.246	21.356	21.509
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3.241	3.258	3.278
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1.109	1.114	1.119
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	687	690	692
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	310	312	312
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	190	191	191
RL.11	$C > 500.000.000$	101	101	101
<b>Total</b>		<b>8.036.978</b>	<b>8.073.183</b>	<b>8.107.625</b>

**Capacidad contratada equivalente (MWh/día)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	79.212.715	78.577.555	77.924.112
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	189.188.292	187.655.665	186.087.107
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.143.860	54.702.184	54.248.570
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	46.771.512	47.370.337	47.824.037
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	99.182.795	100.502.987	101.440.823
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	48.905.612	49.823.449	50.237.878
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	51.599.550	52.698.048	52.992.861
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	80.878.351	82.761.486	83.151.406
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	103.552.470	106.182.645	106.646.097
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	161.038.634	164.803.849	165.291.574
RL.11	C > 500.000.000	681.947.901	618.401.316	549.650.348
<b>Total</b>		<b>1.597.421.690</b>	<b>1.543.479.520</b>	<b>1.475.494.813</b>

**Volumen (MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	10.628.701	10.543.350	10.455.702
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.700.570	22.516.705	22.328.518
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.986.519	6.930.609	6.873.193
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.643.796	6.729.182	6.793.841
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.711.562	12.882.697	13.003.274
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.827.088	7.973.800	8.040.814
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.820.999	10.073.491	10.144.199
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	17.548.417	18.052.431	18.164.494
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.029.386	25.805.888	25.947.584
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	42.683.905	43.917.290	44.087.794
RL.11	C > 500.000.000	161.337.357	145.617.952	130.123.670
<b>Total</b>		<b>323.918.299</b>	<b>311.043.394</b>	<b>295.963.083</b>

**3. Retribución asignada a cada grupo tarifario**

**Retribución asignada al término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	247.383.712	236.857.845	228.887.628
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	411.298.438	392.992.653	379.083.039
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	108.764.709	103.860.262	100.130.683
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	85.412.891	83.195.220	81.603.524
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	172.781.519	168.275.758	165.048.734
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	62.123.355	60.509.919	59.338.789
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	34.497.891	33.482.033	32.733.675
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	32.779.090	31.746.430	30.977.637
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.317.980	15.711.509	15.249.118
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.281.464	23.341.024	22.590.409
RL.11	C > 500.000.000	82.231.336	77.527.013	72.909.128
<b>Total</b>		<b>1.277.872.384</b>	<b>1.227.499.667</b>	<b>1.188.552.365</b>

**Retribución asignada al término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	C ≤ 5.000	18.923.339	17.737.571	16.767.414
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	40.445.016	37.909.720	35.835.352
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	12.438.865	11.659.776	11.022.377
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	11.756.945	11.249.733	10.826.284
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.803.239	20.848.476	20.053.444
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.730.220	10.223.589	9.801.246
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	8.800.921	8.299.123	7.883.370
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	11.816.278	11.033.453	10.387.887
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	11.602.357	10.646.517	9.865.578

#### 4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

##### 4.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

###### Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	24,025797	22,922035	22,071254
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	62,744840	59,731442	57,400528
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	164,542789	156,354299	150,005246
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	374,787538	355,771853	340,972315
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2.219,863583	2.137,978995	2.071,399238
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.705,263930	10.306,962434	9.986,618647

###### Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	0,014670	0,014113	0,013711
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,011651	0,011185	0,010844
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,008384	0,008043	0,007792
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	0,011773	0,011347	0,011035
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,011597	0,011136	0,010809
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,004875	0,004660	0,004527

##### 4.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

###### Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	3,123030	3,014319	2,937315
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2,174016	2,094222	2,037127
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	1,972381	1,898649	1,845776
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	1,826173	1,756272	1,706329
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	1,742051	1,674336	1,627045
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1,270270	1,214487	1,181156
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,668570	0,635356	0,617700
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,405289	0,383589	0,372545
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,157582	0,147967	0,142988
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,150780	0,141629	0,136670
RL.11	$C > 500.000.000$	0,120583	0,125367	0,132646

###### Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	0,001780	0,001682	0,001604
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,001782	0,001684	0,001605
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,001780	0,001682	0,001604
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	0,001770	0,001672	0,001594
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,001715	0,001618	0,001542
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,001371	0,001282	0,001219
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,000896	0,000824	0,000777
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,000673	0,000611	0,000572
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,000464	0,000413	0,000380
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,000379	0,000335	0,000308
RL.11	$C > 500.000.000$	0,000084	0,000072	0,000067

## 5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales

### 5.a Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

#### Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-12,8%	-4,6%	-3,7%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-8,6%	-4,8%	-3,9%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-5,2%	-5,0%	-4,1%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-11,2%	-5,1%	-4,2%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	-3,0%	-3,7%	-3,1%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	3,7%	-3,7%	-3,1%

#### Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-1,5%	-3,8%	-2,9%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-5,2%	-4,0%	-3,0%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-18,5%	-4,1%	-3,1%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-1,3%	-3,6%	-2,8%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	15,9%	-4,0%	-2,9%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	26,1%	-4,4%	-2,8%

### 5.b Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario

#### Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-6,0%	-3,5%	-2,6%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-9,7%	-3,7%	-2,7%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-9,2%	-3,7%	-2,8%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-9,8%	-3,8%	-2,8%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	-11,1%	-3,9%	-2,8%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	-8,2%	-4,4%	-2,7%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	-1,2%	-5,0%	-2,8%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	5,7%	-5,4%	-2,9%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	5,6%	-6,1%	-3,4%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	12,5%	-6,1%	-3,5%
RL.11	$C > 500.000.000$	19,9%	4,0%	5,8%

#### Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-4,0%	-5,5%	-4,7%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-4,0%	-5,5%	-4,7%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-4,0%	-5,5%	-4,7%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-4,0%	-5,5%	-4,7%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	-3,9%	-5,6%	-4,7%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	12,7%	-6,5%	-4,9%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	1,1%	-8,1%	-5,7%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	7,7%	-9,2%	-6,4%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	13,0%	-11,0%	-7,8%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	9,9%	-11,5%	-8,2%
RL.11	$C > 500.000.000$	24,0%	-14,6%	-6,3%

Fuente: CNMC

**Cuadro 100. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio**

**1. Puntos de suministros sin equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario**

**a. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales tras aplicación del periodo transitorio**

**Término fijo (€/cliente y año)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	27,55	25,91	23,69	22,07
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,67	65,91	61,21	57,40
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,48	169,32	159,20	150,01
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	438,24	408,67	369,46	340,97
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	899,73	1.290,29	1.680,84	2.071,40
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.581,58	2.411,52	2.241,46	2.071,40
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.497,51	10.705,26	10.306,96	9.986,62
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.832,73	8.550,69	9.268,65	9.986,62
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	12,74	15,85	18,96	22,07
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,41	42,74	50,07	57,40
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	77,65	101,77	125,89	150,01
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	451,15	414,42	377,70	340,97
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.188,96	1.483,10	1.777,25	2.071,40
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.076,87	6.046,79	8.016,70	9.986,62

**Término variable (€/kWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	0,015404	0,015062	0,014328	0,013711
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012580	0,012147	0,011416	0,010844
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,010436	0,009480	0,008440	0,007792
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,012014	0,011902	0,011458	0,011035
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,011070	0,010983	0,010896	0,010809
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,004475	0,006586	0,008697	0,010809
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,004207	0,004875	0,004660	0,004527
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,002284	0,003032	0,003780	0,004527
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,015384	0,014826	0,014268	0,013711
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012772	0,012129	0,011487	0,010844
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,011412	0,010205	0,008999	0,007792
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,009554	0,010048	0,010541	0,011035
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,008918	0,009548	0,010178	0,010809
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,006746	0,006006	0,005267	0,004527

**b. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales durante periodo trans**

**Término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000		-6,0%	-8,6%	-6,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-4,0%	-7,1%	-6,2%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-2,4%	-6,0%	-5,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-6,7%	-9,6%	-7,7%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		43,4%	30,3%	23,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-6,6%	-7,1%	-7,6%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2,0%	-3,7%	-3,1%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		9,2%	8,4%	7,7%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000		24,4%	19,6%	16,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		20,7%	17,1%	14,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		31,1%	23,7%	19,2%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		-8,1%	-8,9%	-9,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		24,7%	19,8%	16,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		48,3%	32,6%	24,6%

**Término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000		-2,2%	-4,9%	-4,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-3,4%	-6,0%	-5,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-9,2%	-11,0%	-7,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-0,9%	-3,7%	-3,7%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-0,8%	-0,8%	-0,8%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		47,2%	32,1%	24,3%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		15,9%	-4,4%	-2,8%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		32,7%	24,7%	19,8%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000		-3,6%	-3,8%	-3,9%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		-5,0%	-5,3%	-5,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		-10,6%	-11,8%	-13,4%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		5,2%	4,9%	4,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		7,1%	6,6%	6,2%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-11,0%	-12,3%	-14,0%

**2. Puntos de suministros con equipo de medida con capacidad de registro del caudal máximo diario**

**a. Términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales tras aplicación del periodo transitorio**

**Término fijo (€/kWh/día y año)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	3,368633	3,231703	3,066721	2,937315
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,435016	2,289502	2,144625	2,037127
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,197547	2,072011	1,942855	1,845776
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,047357	1,924041	1,799323	1,706329
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,741144	1,036444	1,331744	1,627045
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,170595	1,322745	1,474895	1,627045
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,390393	1,312752	1,239077	1,181156
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,791597	0,921450	1,051303	1,181156
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,701087	0,685178	0,646263	0,617700
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,419831	0,485787	0,551743	0,617700
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,387406	0,405289	0,384223	0,372545
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,156231	0,157582	0,149338	0,142988
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,139675	0,150780	0,141629	0,136670
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,116375	0,120583	0,125367	0,132646
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	1,632170	2,067218	2,502266	2,937315
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	1,128523	1,431391	1,734259	2,037127
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,897956	1,213896	1,529836	1,845776
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,209759	1,375282	1,540805	1,706329
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,818813	1,088224	1,357634	1,627045
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,514476	0,736703	0,958930	1,181156
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,321110	0,419973	0,518836	0,617700
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,250888	0,291440	0,331993	0,372545
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,156231	0,157582	0,149338	0,142988
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,139675	0,150780	0,141629	0,136670
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,116375	0,120583	0,125367	0,132646

**Término fijo (€/kWh/día y año)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000	0,002047	0,001898	0,001736	0,001604
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001940	0,001852	0,001722	0,001605
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001882	0,001825	0,001712	0,001604
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001896	0,001826	0,001705	0,001594
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,007993	0,005843	0,003692	0,001542
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001449	0,001480	0,001511	0,001542
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001223	0,001371	0,001282	0,001219
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001226	0,001224	0,001221	0,001219
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000889	0,000896	0,000835	0,000777
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000954	0,000895	0,000836	0,000777
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,000628	0,000673	0,000614	0,000572
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000448	0,000464	0,000418	0,000380
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000371	0,000379	0,000340	0,000308
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000081	0,000084	0,000072	0,000067
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,010770	0,007768	0,004765	0,001604
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,009060	0,006575	0,004090	0,001605
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,008385	0,006125	0,003864	0,001604
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,006528	0,005500	0,004472	0,001594
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,005914	0,004457	0,002999	0,001542
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,005804	0,004506	0,003208	0,001219
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,002095	0,001656	0,001216	0,000777
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000564	0,000567	0,000569	0,000572
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000448	0,000464	0,000418	0,000380
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000371	0,000379	0,000340	0,000308
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000081	0,000084	0,000072	0,000067

**b. Evolución de los términos de facturación de los peajes de acceso a las redes locales durante periodo transitorio**

**Término fijo**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000		-4,1%	-5,1%	-4,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-6,0%	-6,3%	-5,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-5,7%	-6,2%	-5,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-6,0%	-6,5%	-5,2%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		39,8%	28,5%	22,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		13,0%	11,5%	10,3%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-5,6%	-5,6%	-4,7%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		16,4%	14,1%	12,4%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-2,3%	-5,7%	-4,4%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		15,7%	13,6%	12,0%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh		4,6%	-5,2%	-3,0%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		0,9%	-5,2%	-4,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		8,0%	-6,1%	-3,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		3,6%	4,0%	5,8%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000		26,7%	21,0%	17,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		26,8%	21,2%	17,5%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		35,2%	26,0%	20,7%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		13,7%	12,0%	10,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		32,9%	24,8%	19,8%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		43,2%	30,2%	23,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		30,8%	23,5%	19,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		16,2%	13,9%	12,2%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		0,9%	-5,2%	-4,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		8,0%	-6,1%	-3,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		3,6%	4,0%	5,8%

**Término variable**

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>					
RL.1	C ≤ 5.000		-7,3%	-8,5%	-7,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-4,6%	-7,0%	-6,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-3,0%	-6,2%	-6,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-3,7%	-6,6%	-6,5%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-26,9%	-36,8%	-58,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		2,1%	2,1%	2,1%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		12,1%	-6,5%	-4,9%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-0,2%	-0,2%	-0,2%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		0,8%	-6,9%	-6,9%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-6,2%	-6,6%	-7,1%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh		7,2%	-8,8%	-6,9%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		3,5%	-9,7%	-9,1%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		2,1%	-10,3%	-9,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		3,5%	-14,6%	-6,3%
<b>Suministrados desde plantas satélite</b>					
RLPS.1	C ≤ 5.000		-27,9%	-38,7%	-66,3%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		-27,4%	-37,8%	-60,8%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		-27,0%	-36,9%	-58,5%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		-15,7%	-18,7%	-64,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-24,6%	-32,7%	-48,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-22,4%	-28,8%	-62,0%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-21,0%	-26,5%	-36,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		0,4%	0,5%	0,5%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		3,5%	-9,7%	-9,1%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		2,1%	-10,3%	-9,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		4,1%	-14,6%	-6,3%

Fuente: CNMC

## 9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN

### 9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación

Conforme al artículo 28 y el punto I del Anexo III de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de los peajes de la actividad de regasificación se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de regasificación prevista para el ejercicio, así como las revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la actividad no incluidos en los ejercicios anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación.

Como se justifica en el epígrafe 6.3, se propone incorporar en la determinación de los peajes del ejercicio 2024 el desvío registrado en las primas de capacidad del ejercicio 2022 y posponer los desvíos de retribución e ingresos del ejercicio 2022 hasta disponer de la correspondiente liquidación definitiva. Por otra parte, se propone, con carácter excepcional, asignar el desvío registrado en las primas de regasificación correspondientes al ejercicio 2023 en la salida nacional proporcionalmente a la suma de facturación por peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 101 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2024 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 407,4 M€, de los cuales el 28,8% se corresponde con la retribución por costes de inversión, el 47,5% con la retribución por costes de operación y mantenimiento (de los cuales el 30,2% tienen naturaleza fija y el 17,3% naturaleza variable), el 17,6% se corresponde con la retribución por productividad y eficiencia (de los cuales el 10,8% se corresponde con la retribución por continuidad de suministro) y el 6,1% restante se corresponde con la retribución transitoria de El Musel.

No se han considerado otros ingresos o costes liquidables imputables a la actividad de regasificación tales como, los ingresos de desbalances en plantas,

por no haberse realizado una previsión de los mismos. No obstante, a efectos informativos, se indica que los ingresos por desbalances registrados en la Liquidación 14/2022 han ascendido a 234.100 €.

El importe de las primas resultantes de las subastas correspondiente a la actividad de regasificación asciende a 240,3 M€, de los cuales 162,3 M€ corresponden a subastas del ejercicio 2024 y 78 M€ corresponden a desvíos respecto de las primas consideradas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2022 y 2023. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 167.156.144 €.

**Cuadro 101. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2024**

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2024	% sobre total
<b>Retribución por inversión</b>	<b>117.290.573</b>	<b>28,8%</b>
Amortización y retribución financiera	115.250.202	28,3%
Retribución gas talón	2.040.370	0,5%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>193.633.994</b>	<b>47,5%</b>
O&M a valores unitarios y singulares	107.470.956	26,4%
COPEX	15.600.677	3,8%
Otros costes auditados	70.562.362	17,3%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>71.583.868</b>	<b>17,6%</b>
Extensión vida útil (REJU)	13.786.128	3,4%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	3,3%
Incentivo mermas (IM)	-	0,0%
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	221.942	0,1%
Continuidad de suministro (RCS)	44.202.506	10,8%
<b>Retribución Musel</b>	<b>24.942.331</b>	<b>6,1%</b>
<b>Ingresos por desbalances</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	
<b>Total Retribución</b>	<b>407.450.765</b>	<b>100,0%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 240.294.621</b>	
Primas del ejercicio	- 162.304.105	
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 77.990.516	
<b>Total</b>	<b>167.156.144</b>	

Fuente: CNMC

## **9.2. Asignación de la retribución fija de regasificación asociada a la retribución por la inversión, la retribución fija asociada a los costes operativos, la retribución por extensión de vida útil y la retribución asociada a incentivos por elemento**

Como la retribución reconocida por elemento conforme a la Orden ITC/3994/2006 no recoge el detalle necesario para aplicar la metodología establecida en la Circular 6/2020, se hace necesario, en primer lugar, convertir la retribución bajo el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de la Orden ITC/3128/2011, aplicando el procedimiento descrito en el punto II del Anexo III de la Circular 6/2020, que incluye los siguientes pasos:

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 102).
2. Se calcula la anualidad por amortización que correspondería aplicar dado el valor de reposición calculado en el apartado anterior, teniendo en cuenta la vida útil regulatoria establecida, para cada activo, en la regulación vigente (véase Cuadro 103).
3. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 104).
4. La anualidad por amortización correspondiente al tanque se desagregará, en su caso, entre la asociada al propio tanque y la asociada a las bombas primarias teniendo en cuenta la información de las auditorías de inversión (véase Cuadro 104).
5. Teniendo en cuenta ambos esquemas retributivos se establece los porcentajes aplicables para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 (véase Cuadro 105).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio del año de gas 2024 (véase Cuadro 106).

**Cuadro 102. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas**

	Planta						
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	TOTAL
<b>Características técnicas</b>							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m <sup>3</sup> )	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m <sup>3</sup> /h)	51	15	48	51	35	40	240
Tiempo medio de carga (h)	1,41	1,60	1,50	1,41	1,37	1,20	1,42
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m <sup>3</sup> )	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m <sup>3</sup> )	3.784	-	2.300	2.300	-	2.550	10.934
Relicuaodr de boil-off (kg/h)							
Número	1	1	1	1	1	1	6
Capacidad (kg/h)	20.830	10.000	19.000	32.230	13.000	25.376	120.436
Antorcha/combustor							
Número	1	1	1	2	1	1	7
Capacidad (kg/h)	172.000	185.000	80.000	190.000	15.000	241.500	883.500
Equipos de medida							
	EM G-1.000 EM G-4.000 EM G-6.500 EMU G-6.500	ERM G-2.500 EMU G-6.500	EM G-400 EM G-650 EM G-1.600 EM G-1.600 EM G-2.500 EMU G-2.500	EM G-650 EM G-650 EM G-1.000 EM G-1.600 EM G-2.500	EMU G-4.000	EM G-6.500	
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>675.336.671</b>	<b>442.298.671</b>	<b>558.100.024</b>	<b>581.181.878</b>	<b>354.544.064</b>	<b>541.051.555</b>	<b>3.152.512.862</b>
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>502.521.977</b>	<b>269.483.977</b>	<b>385.285.330</b>	<b>408.367.184</b>	<b>181.729.370</b>	<b>368.236.861</b>	<b>2.115.624.698</b>
Tanques de GNL	348.140.800	206.136.000	268.892.960	279.428.800	137.424.000	274.848.000	1.514.870.560
Cargadero de cisternas	5.355.554	1.785.185	5.355.554	5.355.554	3.570.369	3.570.369	24.992.585
Vaporizador agua de mar	83.733.000	34.352.000	57.969.000	64.410.000	17.725.632	42.940.000	301.129.632
Vaporizador de combustión sumergida	7.368.000	4.912.000	7.368.000	11.788.800	5.069.184	3.684.000	40.189.984
Bombas secundarias	21.634.260	10.633.239	12.547.871	11.898.843	5.769.136	8.365.247	70.848.596
Compresor de boil-off procesado interno de la pla	12.412.992	7.290.151	11.888.700	13.870.150	10.737.874	13.718.371	69.918.237
Compresor de boil-off emisión directa a la red	17.870.803	-	16.744.061	16.744.061	-	16.933.876	68.292.802
Relicuaodr boil off	28.329	13.600	25.840	43.833	17.680	34.511	163.793
Sistema de antorcha	1.874.800	2.016.500	872.000	2.071.000	163.500	2.632.350	9.630.150
ERM	-	835.167	-	-	-	-	835.167
EM	2.593.304	-	2.627.496	1.920.976	-	-	7.141.776
EMU	1.510.136	1.510.136	993.848	835.167	1.251.995	1.510.136	7.611.418
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>172.814.694</b>	<b>1.036.888.164</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 103. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición**

	Valor de reposición	Vida útil regulatoria	Amortización	% sobre total
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>2.115.624.698</b>		<b>122.587.410</b>	<b>85,5%</b>
Tanques de GNL	1.514.870.560	20	75.743.528	52,8%
Cargadero de cisternas	24.992.585	20	1.249.629	0,9%
Vaporizador agua de mar	301.129.632	10	30.112.963	21,0%
Vaporizador de combustión sumergida	40.189.984	10	4.018.998	2,8%
Bombas secundarias	70.848.596	20	3.542.430	2,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	69.918.237	20	3.495.912	2,4%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	68.292.802	20	3.414.640	2,4%
Relicador boil off	163.793	20	8.190	0,0%
Sistema de antorcha	9.630.150	20	481.508	0,3%
ERM	835.167	30	27.839	0,0%
EM	7.141.776	30	238.059	0,2%
EMU	7.611.418	30	253.714	0,2%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>1.036.888.164</b>	<b>50</b>	<b>20.737.763</b>	<b>14,5%</b>
<b>Valor de reposición (€)</b>	<b>3.152.512.862</b>		<b>143.325.173</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 104. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas**

Valor de reposición de unidades no estandarizadas (€) (A)		20.737.763
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (B)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (A) * (B)
Interconexiones de gas natural	8,9%	1.847.190
Interconexiones de gas natural licuado	1,0%	207.261
Instalaciones de obra civil terrestre	27,0%	5.597.415
<i>Infraestructura terrestre</i>	19,0%	3.948.960
<i>Edificios</i>	2,2%	461.585
<i>Adecuación de Terrenos</i>	5,7%	1.186.870
Instalaciones de descarga	26,0%	5.394.760
Sistemas de gestión y control	6,0%	1.238.830
Servicios auxiliares	12,3%	2.549.445
Sistema de suministro eléctrico	4,6%	946.666
Sistema de captación de agua	12,8%	2.655.482
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de Almacenamiento de GNL	1,5%	300.714
Valor de reposición del tanque (€) (C)		75.743.528
Elemento retributivo	% sobre total no estandarizado según auditorías de inversión (D)	Asignación del valor de reposición por elemento retributivo (C) * (D)
Bombas primarias	3,1%	2.378.499
Tanque GNL	96,9%	73.365.029

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

**Cuadro 105. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011**

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)				% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011				
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
<b>Unidades estandarizables</b>	-	1.249.629	34.623.735	86.686.207	122.559.571	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL	-	-	-	75.743.528	75.743.528	-	-	-	82,3%
Tanque de GNL	-	-	-	73.365.029	73.365.029	-	-	-	79,7%
Bombas primarias	-	-	-	2.378.499	2.378.499	-	-	-	2,6%
Cargadero de cisternas	-	1.249.629	-	-	1.249.629	-	100,0%	-	-
Vaporizador agua de mar	-	-	30.112.963	-	30.112.963	-	-	87,0%	-
Vaporizador de combustión sumergida	-	-	4.018.998	-	4.018.998	-	-	11,6%	-
Bombas secundarias	-	-	-	3.542.430	3.542.430	-	-	-	3,8%
Sistema de antorcha	-	-	-	481.508	481.508	-	-	-	0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	-	-	-	3.495.912	3.495.912	-	-	-	3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	-	-	-	3.414.640	3.414.640	-	-	-	3,7%
Relicudador boil off	-	-	-	8.190	8.190	-	-	-	0,0%
Sistemas de medida (1)	-	-	491.773	-	491.773	-	-	1,4%	-
<b>Unidades no estandarizables</b>	15.343.003	-	-	5.394.760	20.737.763	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	1.847.190	-	-	-	1.847.190	12,0%	-	-	-
Interconexiones de gas natural licuado	207.261	-	-	-	207.261	1,4%	-	-	-
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415	-	-	-	5.597.415	36,5%	-	-	-
Infraestructura terrestre	3.948.960	-	-	-	3.948.960	25,7%	-	-	-
Edificios	461.585	-	-	-	461.585	3,0%	-	-	-
Adecuación de Terrenos	1.186.870	-	-	-	1.186.870	7,7%	-	-	-
Instalaciones de descarga	-	-	-	5.394.760	5.394.760	-	-	-	5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830	-	-	-	1.238.830	8,1%	-	-	-
Servicios auxiliares	2.549.445	-	-	-	2.549.445	16,6%	-	-	-
Sistema de suministro eléctrico	946.666	-	-	-	946.666	6,2%	-	-	-
Sistema de captación de agua	2.655.482	-	-	-	2.655.482	17,3%	-	-	-
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	300.714	-	-	-	300.714	2,0%	-	-	-
<b>Total</b>	<b>15.343.003</b>	<b>1.249.629</b>	<b>34.623.735</b>	<b>92.080.967</b>	<b>143.297.334</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC, Orden ITC/3994/2006 y Orden ITC/3128/2011

**Cuadro 106. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento**

Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
		24.522.336	2.357.441	10.000.047	215.191.418

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (B)			
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
<b>Unidades estandarizables</b>	0,0%	100,0%	100,0%	94,1%
Tanques de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	82,3%
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%
Cargadero de cisternas	-	100,0%	-	-
Vaporizador agua de mar	-	-	87,0%	-
Vaporizador de combustión sumergida	-	-	11,6%	-
Bombas secundarias	-	-	-	3,8%
Sistema de antorcha	-	-	-	0,5%
Compresor boil off procesado interno de la planta	-	-	-	3,8%
Compresor boil off emisión directa a la red	-	-	-	3,7%
Relicudador boil off	-	-	-	0,0%
Sistemas de medida (1)	-	-	1,4%	-
<b>Unidades no estandarizables</b>	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%
Interconexiones de gas natural	12,0%	-	-	-
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%	-	-	-
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%	-	-	-
Infraestructura terrestre	25,7%	-	-	-
Edificios	3,0%	-	-	-
Adecuación de Terrenos	7,7%	-	-	-
Instalaciones de descarga	-	-	-	5,9%
Sistemas de gestión y control	8,1%	-	-	-
Servicios auxiliares	16,6%	-	-	-
Sistema de suministro eléctrico	6,2%	-	-	-
Sistema de captación de agua	17,3%	-	-	-
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%	-	-	-
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Asignación por elemento de la retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A) * (B)				
Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
-	2.357.441	10.000.047	202.583.969	214.941.457
-	-	-	177.011.143	177.011.143
-	-	-	171.452.637	171.452.637
-	-	-	5.588.505	5.588.505
-	2.357.441	-	-	2.357.441
-	-	8.697.243	-	8.697.243
-	-	1.160.769	-	1.160.769
-	-	-	8.278.589	8.278.589
-	-	-	1.125.274	1.125.274
-	-	-	8.169.878	8.169.878
-	-	-	7.979.947	7.979.947
-	-	-	19.139	19.139
-	-	142.034	-	142.034
24.522.336	-	-	12.607.449	37.129.785
2.952.318	-	-	-	2.952.318
331.260	-	-	-	331.260
8.946.208	-	-	-	8.946.208
6.311.523	-	-	-	6.311.523
737.740	-	-	-	737.740
1.896.945	-	-	-	1.896.945
-	-	-	12.607.449	12.607.449
1.979.991	-	-	-	1.979.991
4.074.713	-	-	-	4.074.713
1.513.033	-	-	-	1.513.033
4.244.190	-	-	-	4.244.190
480.624	-	-	-	480.624
<b>Total</b>	<b>24.522.336</b>	<b>2.357.441</b>	<b>10.000.047</b>	<b>215.191.418</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 107 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 desagregada por elemento.

**Cuadro 107. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento**

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
<b>Unidades estandarizables</b>	<b>214.941.457</b>	<b>10.871.359</b>	<b>225.812.816</b>	<b>84,4%</b>
Tanque almacenamiento GNL.	171.452.637	9.995.307	181.447.944	67,8%
Bombas primarias	5.558.505	324.048	5.882.554	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.278.589	304.672	8.583.261	3,2%
Vaporizadores de agua de mar.	8.697.243	-	8.697.243	3,3%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.160.769	-	1.160.769	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	142.034	-	142.034	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.125.274	-	1.125.274	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	8.169.878	247.331	8.417.208	3,1%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	7.979.947	-	7.979.947	3,0%
Relicador de boil-off.	19.139	-	19.139	0,0%
Cargaderos de cisternas.	2.357.441	-	2.357.441	0,9%
<b>Unidades no estandarizables</b>	<b>37.129.785</b>	<b>2.439.848</b>	<b>39.569.633</b>	<b>14,8%</b>
Interconexiones de gas natural	2.952.318	-	2.952.318	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	331.260	157.792	489.052	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.946.208	-	8.946.208	3,3%
Instalaciones de descarga	12.607.449	550.394	13.157.843	4,9%
Sistemas de gestión y control	1.979.991	559.653	2.539.644	0,9%
Servicios auxiliares	4.074.713	305.971	4.380.684	1,6%
Sistema de suministro eléctrico	1.513.033	535.503	2.048.535	0,8%
Sistema de captación de agua	4.244.190	-	4.244.190	1,6%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	480.624	330.535	811.159	0,3%
<b>Retribución Financiera Gas Talón /NMLL</b>	<b>2.040.370</b>	<b>-</b>	<b>2.040.370</b>	<b>0,8%</b>
<b>ERM</b>	<b>98.805</b>	<b>-</b>	<b>98.805</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total</b>	<b>254.210.417</b>	<b>13.311.207</b>	<b>267.521.624</b>	<b>100,0%</b>

Fuente: CNMC

### 9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta

#### 9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo

La retribución por inversión y la retribución fija por los costes operativos reconocida a cada elemento retributivo, como coste fijo, se asignará a los términos fijos de los peajes correspondientes a cada uno de los servicios conforme a lo establecido en el punto III.1 del Anexo III de la Circular 6/2020. En consecuencia:

- a) **Servicio de descarga de buques:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye el acondicionamiento de puertos y atraques, parte de las instalaciones de descarga, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del tanque de GNL, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.
- b) **Servicio de almacenamiento de GNL:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de los tanques de GNL, excluidas las bombas primarias y secundarias y las tuberías de los tanques a los vaporizadores, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares y parte del suministro eléctrico.
- c) **Servicio de regasificación:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los vaporizadores, las instalaciones de medida y odorización, el sistema de bombas secundarias, las instalaciones de conexión de los tanques a los vaporizadores, la emisión y captación de agua de mar, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte de los sistemas de gestión y control, parte de servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- d) **Servicio de carga en cisterna:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye los cargaderos de cisterna, parte del tanque de GNL, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- e) **Servicio de carga de GNL de planta en buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las

instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

- f) Servicio de trasvase de GNL de buque a buque:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.
- g) Servicio de puesta en frío:** la retribución fija se asignará teniendo en cuenta que este servicio incluye parte de las instalaciones de descarga, parte de las bombas primarias, parte del sistema de antorcha y combustor, parte de las instalaciones de tratamiento y recuperación de Boil-off, parte de las instalaciones de conducción de GNL hasta el tanque, parte del acondicionamiento de terrenos y edificios, parte de la cimentación y obra civil asociada a los tanques, parte los sistemas de gestión y control, parte del servicios auxiliares, parte del suministro eléctrico y parte del gas talón.

### **9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios**

De acuerdo con el punto III.2.a) del Anexo III de la Circular 6/2020, la asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios se realizará conforme a los siguientes criterios:

**a) En función del criterio de diseño del tanque de almacenamiento de GNL**

De acuerdo con el punto III.2 del Anexo III de dicha Circular:

- i. La retribución de los tanques de GNL asociada al gas talón, se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (8,00%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen del gas previsto para cada servicio.

- ii. La retribución de los tanques asociado al stock de seguridad se calculará multiplicando la retribución de los tanques de GNL por el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (39,78%) y se asignará al servicio de almacenamiento de GNL.
- iii. La retribución de los tanques asociado al stock de flexibilidad logística se calculará multiplicando el porcentaje establecido en el Anexo IV.2 (52,22%) por la retribución de los tanques de GNL y se asignará a los servicios regasificación y carga en cisternas, proporcionalmente al volumen de gas implicado en la prestación de los mismos.

En el Cuadro 108 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

**Cuadro 108. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio**

<b>Retribución reconocida a los tanques de GNL (€)</b>	<b>181.447.944</b>	
	<b>% sobre retribución de los tanques de GNL</b>	<b>Retribución asignada (€)</b>
<b>Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€)</b>	<b>8,00%</b>	<b>14.515.836</b>
<b>Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€)</b>	<b>39,78%</b>	<b>72.179.992</b>
<b>Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€)</b>	<b>52,22%</b>	<b>94.752.117</b>

Fuente: CNMC

## b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

De acuerdo con el punto III.2.b) del Anexo III de la Circular 6/2020:

- i. La retribución financiera del gas talón y las bombas primarias se asignará a los servicios de regasificación y carga en cisternas proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 109).
- ii. La retribución reconocida por las tuberías de GNL se asignará a los servicios de descarga de buques, regasificación, carga en cisterna, carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío, proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 110).

- iii. La retribución reconocida a las instalaciones de descarga se asignará a los servicios de descarga de GNL, trasvase de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 111).

Al respecto, se indica que para las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque la previsión es nula por lo que se ha considerado un volumen de 219 GWh.

**Cuadro 109. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias**

Retribución del tanque de GNL asignada proporcionalmente al volumen (€) (A)	117.190.876
Stock de flexibilidad logística	94.752.117
Gas talón	14.515.836
Bombas primarias	5.882.554
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370

Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Vaporización	259.384.398	95,6%	259.384.398	95,6%	112.039.849
Carga en Cisternas	11.925.187	4,4%	11.925.187	4,4%	5.151.027
<b>Total</b>	<b>271.309.585</b>	<b>100,0%</b>	<b>271.309.585</b>	<b>100,0%</b>	<b>117.190.876</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 110. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado**

Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A)					489.052
Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	301.179.040	49,8%	301.179.040	49,8%	243.677
Vaporización	259.384.398	42,9%	259.384.398	42,9%	209.862
Carga en Cisternas	11.925.187	2,0%	11.925.187	2,0%	9.648
Trasvase de GNL de planta a buque	31.730.130	5,3%	31.730.130	5,2%	25.672
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,04%	177
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,00%	15
<b>Total</b>	<b>604.218.755</b>	<b>100,0%</b>	<b>604.456.755</b>	<b>100,0%</b>	<b>489.052</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 111. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga**

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					13.157.843
Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	301.179.040	90,5%	301.179.040	90,4%	11.895.243
Trasvase de GNL de planta a buque	31.730.130	9,5%	31.730.130	9,5%	1.253.200
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	8.650
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,0%	750
<b>Total</b>	<b>332.909.170</b>	<b>100,0%</b>	<b>333.147.170</b>	<b>100,0%</b>	<b>13.157.843</b>

Fuente: CNMC

**c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio**

Conforme al punto III.2.c) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución reconocida por cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de almacenamiento de GNL se distribuye proporcionalmente a la retribución del tanque de GNL asignada a los servicios de almacenamiento de GNL, regasificación y carga en cisternas (véase Cuadro 112).

**Cuadro 112. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL**

Cimentación y obra civil asociada al tanque de GNL (€) (A)		811.159	
Retribución del tanque por servicio	Retribución del tanque por servicio (€)	% sobre retribución total (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Almacenamiento de GNL	72.179.992	38,12%	309.179
Vaporización	112.039.849	59,16%	479.916
Carga en Cisternas	5.151.027	2,72%	22.064
<b>Total</b>	<b>189.370.868</b>	<b>100,00%</b>	<b>811.159</b>

Fuente: CNMC

**d) Proporcional al volumen de boil-off generado en la prestación del servicio**

De acuerdo con el punto III.2.d) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, de las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, del relicuador de boil-off y del compresor de boil-off para emisión directa a red se deben asignar a cada uno de los servicios proporcionalmente al volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios de la planta.

A los efectos anteriores, el volumen de boil-off generado en la prestación de cada uno de los servicios se debe estimar teniendo en cuenta la capacidad de generación teórica y la utilización de las instalaciones prevista para el periodo tarifario.

Teniendo en cuenta lo anterior, la información aportada por las empresas sobre dichas variables y el escenario de demanda previsto se ha procedido a asignar la retribución de las citadas instalaciones.

**Cuadro 113. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red**

Retribución asignada en función del boil-off generado (€) (A)	17.541.568
Sistema de antorcha y combustor.	1.125.274
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	8.417.208
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	7.979.947
Relicador de boil-off.	19.139

Servicio	Generación de BOG por servicio (GWh/h) (B)	Horas de funcionamiento previstas	Horas de funcionamiento previstas a efectos de la asignación (C)	Previsión boil-off para el año de gas (GWh) (D) = (B) * (C)	% sobre total (E)	Retribución asignada (€) (A) * (E)
Descarga de GNL	0,113	7.040	7.040	798	6,43%	1.127.394
Almacenamiento de GNL	0,163	52.560	52.560	8.550	68,83%	12.074.415
Carga de GNL en cisternas	0,035	47.188	47.188	1.641	13,21%	2.317.602
Vaporización	0,013	52.560	52.560	693	5,58%	977.992
Trasvase de GNL de planta a buque	0,218	3.296	3.296	720	5,79%	1.016.414
Trasvase de buque a buque	0,218	-	50	11	0,09%	15.417
Puesta en frío de buques	0,218	-	40	9	0,07%	12.334
<b>Total</b>				<b>12.421</b>	<b>100,00%</b>	<b>17.541.568</b>

Fuente: CNMC

**e) Proporcional a la retribución asignada por la prestación del resto de los servicios**

De acuerdo con el punto III.2.e) del Anexo III de la Circular 6/2020, la retribución asociada a la infraestructura terrestre, la adecuación de terrenos, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico se debe asignar proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de los elementos.

**Cuadro 114. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico**

Asignación de la retribución de cada elemento por servicio								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		72.179.992	104.465.170	4.802.782				181.447.944
Bombas primarias			5.623.991	258.563				5.882.554
Retribución financiera del gas talón			1.950.687	89.683				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		309.179	479.916	22.064				811.159
Sistema de bombas secundarias.			8.583.261					8.583.261
Vaporizadores de agua de mar.			8.697.243					8.697.243
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.160.769					1.160.769
Sistema de medida u odorización.			240.839					240.839
Sistema de captación de agua			4.244.190					4.244.190
Sistema de antorcha y combustor.	72.321	774.561	62.737	148.672	65.202	989	791	1.125.274
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	540.973	5.793.830	469.283	1.112.086	487.720	7.398	5.918	8.417.208
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	512.870	5.492.849	444.905	1.054.315	462.383	7.014	5.611	7.979.947
Relicuidador de boil-off.	1.230	13.174	1.067	2.529	1.109	17	13	19.139
Cargaderos de cisternas.				2.357.441				2.357.441
Tuberías de gas natural			2.952.318					2.952.318
Tuberías de gas natural licuado	243.677		209.862	9.648	25.672	177	15	489.052
Instalaciones de descarga	11.895.243				1.253.200	8.650	750	13.157.843
<b>Total</b>	<b>13.266.315</b>	<b>84.563.586</b>	<b>139.586.240</b>	<b>9.857.783</b>	<b>2.295.286</b>	<b>24.244</b>	<b>13.100</b>	<b>249.606.553</b>
<b>% de retribución asignado por servicio (B)</b>	<b>5,31%</b>	<b>33,88%</b>	<b>55,92%</b>	<b>3,95%</b>	<b>0,92%</b>	<b>0,01%</b>	<b>0,01%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)</b>	<b>952.166</b>	<b>6.069.403</b>	<b>10.018.557</b>	<b>707.525</b>	<b>164.740</b>	<b>1.740</b>	<b>940</b>	<b>17.915.071</b>
Obra civil	475.481	3.030.864	5.002.944	353.315	82.266	869	470	8.946.208
Sistemas de gestión y control	134.979	860.400	1.420.232	100.299	23.354	247	133	2.539.644
Servicios auxiliares.	232.829	1.484.121	2.449.788	173.008	40.283	425	230	4.380.684
Sistema de suministro eléctrico	108.877	694.018	1.145.592	80.903	18.838	199	108	2.048.535
<b>Total</b>	<b>14.218.481</b>	<b>90.632.988</b>	<b>149.604.797</b>	<b>10.565.308</b>	<b>2.460.026</b>	<b>25.984</b>	<b>14.040</b>	<b>267.521.624</b>

Fuente: CNMC

En el Cuadro 115 se resume, el resultado de la asignación por servicio.

**Cuadro 115. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.**

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	14.218.481
Almacenamiento de GNL	90.632.988
Vaporización	149.604.797
Carga de GNL en cisternas	10.565.308
Trasvase de GNL de planta a buque	2.460.026
Trasvase de GNL de buque a buque	25.984
Puesta en frío de buques	14.040
<b>Total</b>	<b>267.521.624</b>

Fuente: CNMC

#### 9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable

El punto IV del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que la retribución variable asociada a los costes operativos se asignará por servicio conforme a los porcentajes establecidos en el punto 2.b del Anexo IV de la Circular. En el Cuadro 116 se muestra el resultado de aplicar los porcentajes de asignación a la retribución asociada a los costes de operación y mantenimiento variables previstos para el año de gas 2024.

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019<sup>23</sup>, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

<sup>23</sup> Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>

**Cuadro 116. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2024 por servicio prestado en la planta.**

Retribución variable O&M (€) (A)		70.784.304
Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,00%	7.078.430
Almacenamiento de GNL	16,79%	11.884.685
Carga de GNL en cisternas	67,09%	47.489.190
Vaporización	5,80%	4.105.490
Trasvase de GNL a buque	0,17%	120.333
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	99.098
Puesta en frío de buques	0,01%	7.078
<b>Total</b>	<b>100,0%</b>	<b>70.784.304</b>

Fuente: CNMC

## 9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta

### 9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual

En el Cuadro 117 se resume la retribución de la actividad de regasificación que se debe recuperar mediante los peajes por el uso de los servicios prestados en la planta, sin considerar las primas resultantes de las subastas.

**Cuadro 117. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta**

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	14.218.481	7.078.430	21.296.911
Almacenamiento de GNL	90.632.988	11.884.685	102.517.673
Vaporización	149.604.797	47.489.190	197.093.986
Carga de GNL en cisternas	10.565.308	4.105.490	14.670.797
Trasvase de GNL de planta a buque	2.460.026	120.333	2.580.360
Trasvase de GNL de buque a buque	25.984	99.098	125.082
Puesta en frío de buques	14.040	7.078	21.118
<b>Total</b>	<b>267.521.624</b>	<b>70.784.304</b>	<b>338.305.928</b>
Otros Costes de regasificación	69.144.837	-	69.144.837
<b>Total</b>	<b>336.666.461</b>	<b>70.784.304</b>	<b>407.450.765</b>

Fuente: CNMC

El anexo III de la Circular 6/2020, establece en su punto primero que en la retribución que se tiene que recuperar a través de los peajes de regasificación se tendrán en cuenta, las primas obtenidas, en su caso, de procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación. El importe de las primas de las subastas que se tiene en cuenta en la determinación de los peajes del año de gas 2024 asciende a 240,3M€.

Conforme al anexo III de la Circular 6/2020, el importe de las primas se deduce de la retribución de la actividad de regasificación, lo que implica su distribución proporcional a todos los peajes de la actividad de regasificación.

El importe de las primas se ha imputado por servicio proporcionalmente a la retribución fija asignada a los mismos, tal y como se muestra en el siguiente cuadro.

**Cuadro 118. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas**

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)			- 240.294.621		
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio sin prima (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio con prima (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	14.218.481	5,31%	1.447.085	7.078.430	8.525.516
Almacenamiento de GNL	90.632.988	33,88%	9.224.169	11.884.685	21.108.854
Vaporización	149.604.797	55,92%	15.226.022	47.489.190	62.715.212
Carga de GNL en cisternas	10.565.308	3,95%	1.075.284	4.105.490	5.180.773
Trasvase de GNL de planta a buque	2.460.026	0,92%	250.369	120.333	370.702
Trasvase de GNL de buque a buque	25.984	0,01%	2.645	99.098	101.743
Puesta en frío de buques	14.040	0,01%	1.429	7.078	8.507
<b>Total</b>	<b>267.521.624</b>	<b>100,00%</b>	<b>27.227.003</b>	<b>70.784.304</b>	<b>98.011.307</b>

Fuente: CNMC

### 9.5.1.1. Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 119 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al año de gas 2024, determinados de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 119. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	1.447.085	7.078.430
<b>%</b>	17%	83%

**Variables de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Nº de Barcos (B)	Tiempos medios de operación (horas) (C)
S ( T < 40.000 m3 de GNL)	1	17,18
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	7	17,18
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	145	20,29
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	171	23,16
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	0	23,16
<b>TOTAL</b>	<b>324</b>	<b>21,73</b>

**Determinación del coste horario fijo por operación**

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	1.447.085
Nº de barcos (B)	324
Tiempo medio ponderado (C)	22
Nº horas de operación (B) * (C)	7.040
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	205,6

**Términos de facturación**

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (C)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S ( T < 40.000 m3 de GNL)	3.531	0,000024
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.531	0,000024
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	4.171	0,000024
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.761	0,000024
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	4.761	0,000024

Fuente: CNMC

Se mantiene el factor de conversión de m<sup>3</sup> a kWh definido considerando los valores de referencia recogidos en PD-10 “Cálculo de la capacidad de las instalaciones” para el poder calorífico superior de 11,63 kWh/m<sup>3</sup>(n) y la relación entre m<sup>3</sup> de GNL y m<sup>3</sup> de GN equivalente de 585 m<sup>3</sup>(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m<sup>3</sup>(n).

### 9.5.1.2. Peaje de almacenamiento de GNL

En el Cuadro 120 se muestra la determinación del peaje de almacenamiento de GNL, de acuerdo con la metodología establecida en el punto V.2 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 120. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2024**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	9.224.169	11.884.685	21.108.854
<b>%</b>	43,7%	56,3%	100,0%

	Capacidad contratada (kWh/día)	Volumen almacenado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	20.322.056.957	5.032.084.230.199

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000454	0,000002

Fuente: CNMC

### 9.5.1.3. Peaje de regasificación

En el Cuadro 121 se determinan los términos de facturación del peaje de regasificación que resultan de aplicar las fórmulas establecidas en el punto V.3 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 121. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2024**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	15.226.022	47.489.190	62.715.212
%	24,3%	75,7%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día)/mes	Volumen regasificados (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	956.648.393	259.384.397.797

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,015916	0,000183

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.4. Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 122 se determina el peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2024 que resulta de aplicar la metodología establecida en el punto V.4 del Anexo III de la Circular 6/2020. El cálculo de la proporción de la retribución de regasificación correspondiente a los elementos comunes se ha calculado sin considerar las primas de las subastas, si bien el porcentaje se ha aplicado sobre el término fijo del peaje de regasificación, que sí incorpora dicho impacto.

**Cuadro 122. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2024**

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	<b>149.604.797</b>
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	<b>10.018.557</b>
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	<b>6,7%</b>
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	<b>0,015916</b>
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	<b>0,001066</b>

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.5. Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 123 se recoge el cálculo de los términos de facturación de peaje de carga en cisternas, de acuerdo con las fórmulas establecidas en el punto V.5 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 123. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2024**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	1.075.284	4.105.490	5.180.773
%	20,8%	79,2%	100,0%

	Caudal a facturar (kWh/día/mes)	Volumen cargado (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	58.030.635	11.925.187.020

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,018530	0,000344

Fuente: CNMC

### 9.5.1.6. Peaje de carga de GNL de planta a buque

En el Cuadro 124 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el año de gas 2024, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 124. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2024**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	250.369	120.333	370.702
%	67,5%	32,5%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	153	31.730.129.917

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000012

Fuente: CNMC

### 9.5.1.7. Peaje de carga de GNL de buque a buque

De acuerdo a lo establecido en el punto V.7 del Anexo III de la Circular 6/2020, en el Cuadro 125 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque. Se señala que al no existir previsión de volumen para dicho ejercicio se ha considerado un volumen de 219 GWh.

**Cuadro 125. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	2.645	99.098	101.743
%	2,6%	97,4%	100,0%

	Nº de buques	Volumen trasvasado (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	1	219.000.000

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000465

Fuente: CNMC

#### 9.5.1.8. Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 126 se determina el término de facturación del peaje de puesta en frío, conforme a la metodología de cálculo establecida en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020.

**Cuadro 126. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2024**

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
<b>Retribución a recuperar (A)</b>	1.429	7.078	8.507
<b>%</b>	16,8%	83,2%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
<b>Variables de facturación previstas (B)</b>	1	19.000.000

	Término variable (€/kWh)
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	0,000448

Fuente: CNMC

### 9.5.1.9. Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque y 19 GWh para calcular el peaje de puesta en frío de buques se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar la suficiencia de los mismos (véase Cuadro 127).

**Cuadro 127. Determinación de los términos de facturación finales**

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	1.447.085	7.078.430	8.525.516	8.525.516
Almacenamiento de GNL	9.224.169	11.884.685	21.108.854	21.108.854
Regasificación	15.226.022	47.489.190	62.715.212	62.715.212
Carga de GNL en cisternas	1.075.284	4.105.490	5.180.773	5.180.773
Trasvase de GNL de planta a buque	250.369	120.333	370.702	370.702
Trasvase de GNL de buque a buque	2.645	99.098	101.743	-
Puesta en frío de buques	1.429	7.078	8.507	-
Liquefacción Virtual	-	-	-	12.649
<b>Total</b>	<b>27.227.003</b>	<b>70.784.304</b>	<b>98.011.307</b>	<b>97.913.706</b>
<b>Factor de Ajuste</b>			<b>1,000997</b>	

**Peajes Resultantes**

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.531		0,0000235	3.534		0,00002353
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	3.531		0,0000235	3.534		0,00002353
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	4.171		0,0000235	4.175		0,00002353
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	4.761		0,0000235	4.766		0,00002353
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	4.761		0,0000235	4.766		0,00002353
Almacenamiento de GNL		0,000454	0,0000024		0,000454	0,00000236
Regasificación		0,015916	0,0001831		0,015932	0,00018327
Carga de GNL en cisternas		0,018530	0,0003443		0,018548	0,00034461
Trasvase de GNL de planta a buque			0,0000117			0,00001169
Trasvase de GNL de buque a buque			0,0004646			0,00046504
Puesta en frío de buques			0,0004478			0,00044820
Liquefacción Virtual		0,001066			0,001067	0,00000000

Fuente: CNMC

**9.5.1.10. Peaje de aplicable a los servicios agregados**

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 128, Cuadro 129 y Cuadro 130).

**Cuadro 128. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2024**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.534		0,000024
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.534		0,000024
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	4.175		0,000024
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.766		0,000024
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	4.766		0,000024
Almacenamiento de GNL		0,000454	0,000002
Vaporización		0,015932	0,000183

Fuente: CNMC

**Cuadro 129. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2024**

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,000454	0,000002
Vaporización	0,015932	0,000183

Fuente: CNMC

**Cuadro 130. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2024**

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.534		0,000024
M ( 40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.534		0,000024
L ( 75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	4.175		0,000024
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.766		0,000024
XXL ( T > 216.000 m3 de GNL)	4.766		0,000024
Almacenamiento de GNL		0,000454	0,000002
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000012

Fuente: CNMC

## 9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, en el Cuadro 131 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

**Cuadro 131. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año**

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Interrumpible diario	Interrumpible intradiario
<b>I. Servicios no vinculados</b>							
Descarga de GNL	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento de GNL	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗
Regasificación	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Carga en cisterna	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Trasvase de GNL de planta a buque	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Trasvase de GNL de buque a buque	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Puesta en frío	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Licuefacción virtual	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
<b>II. Servicios vinculados</b>							
Descarga/almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Descarga/almacenamiento/carga	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Almacenamiento/regasificación	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗

Fuente: CNMC

De acuerdo con lo establecido en el artículo 32.1 de la Circular 6/2020, los multiplicadores aplicables a los contratos trimestrales, mensuales y diarios se calcularán de forma que, dado el perfil de consumo diario previsto para el servicio, la facturación de cada uno de dichos contratos sea equivalente a la que resultaría del contrato anual.

Por otra parte, en el artículo 32.2 se establece que el multiplicador intradiario será el resultado del producto del multiplicador diario determinado en el punto anterior por el coeficiente que resulta para una duración del contrato intradiario de 12 horas. El coeficiente anterior resultará del promedio de los coeficientes de los cuatro años anteriores. El coeficiente correspondiente al año n y un contrato intradiario de 12 horas, se calculará de forma que, dado el perfil de consumo horario registrado en el año n para el servicio s, la facturación que obtendría el consumidor medio en caso de formalizar un contrato diario y la

facturación que obtendría de combinar contratos diarios e intradiarios de horas fuera equivalente.

Adicionalmente, se establece que los multiplicadores serán el resultado de promediar los que resulten para los últimos cuatros años con información completa.

En Cuadro 132 se muestran los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el año de gas 2024. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2019-2022. En el caso del servicio de licuefacción virtual se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

**Cuadro 132. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2024**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
<b>Trimestral</b>	<b>1,20</b>	<b>1,20</b>	<b>1,10</b>	<b>1,20</b>
2019	1,19	1,22	1,07	
2020	1,30	1,09	1,17	
2021	1,10	1,22	1,06	
2022	1,08	1,12	1,22	
<b>Mensual</b>	<b>1,30</b>	<b>1,30</b>	<b>1,20</b>	<b>1,30</b>
2019	1,34	1,28	1,13	
2020	1,44	1,23	1,22	
2021	1,20	1,43	1,11	
2022	1,21	1,25	1,30	
<b>Diario</b>	<b>1,50</b>	<b>1,70</b>	<b>1,80</b>	<b>1,70</b>
2019	1,53	1,53	1,77	
2020	1,69	1,49	1,83	
2021	1,45	1,94	1,54	
2022	1,38	1,69	1,89	
<b>Intradiario</b>	<b>5,20</b>	<b>6,70</b>	<b>6,90</b>	<b>6,70</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 133. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario**

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,30	1,30	1,20	1,30
Diario	1,50	1,70	1,80	1,70
Intradiario	5,20	6,70	6,90	6,70

Fuente: CNMC

### 9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

En consecuencia, conforme al epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020<sup>24</sup> se determinan los peajes de otros costes de regasificación de aplicación a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, a través de un término variable, y a la demanda nacional suministrada desde redes locales, a través de un término fijo determinado considerando el número de clientes en cada grupo tarifario.

En el Cuadro 134 se detalla el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente y en el Cuadro 135 el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde redes locales determinando el término fijo por cliente o por caudal aplicable en función de si el consumidor dispone o no equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

<sup>24</sup> En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de los consumidores.

**Cuadro 134. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2024**

<b>Retribución a recuperar (€) (A)</b>	<b>69.144.837</b>
Retribución por continuidad de suministro	44.202.506
Hibernación MUSEL	24.942.331
<b>Variables de facturación previstas (MWh) (B)</b>	<b>333.813.178</b>
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	323.918.299
GNL directo	9.894.879
	<b>Término variable (€/kWh)</b>
<b>Términos de facturación (A)/(B)</b>	<b>0,000207</b>

Fuente: CNMC

**Cuadro 135. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2024**

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	333.813.178
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	323.918.299
Demanda consumidores conectados PS único y otros destinos (kWh)	9.894.879
<b>Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)</b>	<b>0,000207</b>
<b>Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)</b>	<b>67.095.248</b>

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) (RV <sub>oc,RL,GRK</sub> ) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Término por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	4.594.552	57,168%	38.356.777	79.212.715	8,348318	0,484225
RL.2	2.984.366	37,133%	24.914.438	189.188.292	8,348318	0,131691
RL.3	380.606	4,736%	3.177.421	55.143.860	8,348318	0,057621
RL.4	50.571	0,629%	422.180	46.771.512	8,348318	0,009026
RL.5	21.246	0,264%	177.368	99.182.795	8,348318	0,001788
RL.6	3.241	0,040%	27.058	48.905.612	8,348318	0,000553
RL.7	1.109	0,014%	9.254	51.599.550		0,000179
RL.8	687	0,009%	5.732	80.878.351		0,000071
RL.9	310	0,004%	2.589	103.552.470		0,000025
RL.10	190	0,002%	1.586	161.038.634		0,000010
RL.11	101	0,001%	843	681.947.901		0,000001
<b>Total</b>	<b>8.036.978</b>	<b>100%</b>	<b>67.095.248</b>	<b>1.597.421.690</b>		

Fuente: CNMC

Una vez se dispone del peaje de otros costes de regasificación, se procede a la asignación del desvío de las primas de las subastas de capacidad

correspondientes al ejercicio 2023 proporcionalmente a la suma de la facturación del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación (véase Cuadro 136).

**Cuadro 136. Asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 por grupo tarifario**

Desvío de primas subastas de capacidad ejercicio 2023 (A)							- 246.209.985
Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación término fijo peaje de salida de transporte (€) (B)	Facturación término fijo de peajes de redes locales (€) (C)	Facturación peajes otros costes de regasificación (€) (D)	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional (€) (E) = (B) + (C) + (D)	% sobre total facturación (G) = (E) / (F)	Asignación primas por grupo tarifario (€) (A) * (G)
<b>Suministrados desde la red T&amp;D</b>		<b>201.080.645</b>	<b>642.707.044</b>	<b>67.095.020</b>	<b>910.882.709</b>	<b>99,78%</b>	<b>- 245.657.592</b>
RL.1	C ≤ 5.000	9.847.894	117.900.858	38.356.777	166.105.530	18,19%	- 44.797.298
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	23.575.251	195.592.108	24.914.395	244.081.754	26,74%	- 65.826.846
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.827.769	63.839.073	3.177.444	73.844.287	8,09%	- 19.915.198
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.808.502	20.677.778	422.160	26.908.440	2,95%	- 7.256.986
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.430.244	28.322.042	177.339	40.929.625	4,48%	- 11.038.384
RL.6	300.000 < C ≤ 1.500.000	6.083.940	32.611.157	27.045	38.722.142	4,24%	- 10.443.044
RL.7	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.468.547	28.183.451	9.236	34.661.235	3,80%	- 9.347.851
RL.8	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.206.658	32.749.842	5.742	42.962.243	4,71%	- 11.586.564
RL.9	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	13.109.743	16.318.005	2.589	29.430.337	3,22%	- 7.937.120
RL.10	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	20.387.491	24.281.405	1.610	44.670.507	4,89%	- 12.047.269
RL.11	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	86.334.604	82.231.324	682	168.566.610	18,46%	- 45.461.031
<b>Plantas unicliente</b>				<b>2.048.240</b>	<b>2.048.240</b>	<b>0,22%</b>	<b>- 552.394</b>
<b>Total facturación (F)</b>		<b>201.080.645</b>	<b>642.707.044</b>	<b>69.143.260</b>	<b>912.930.949</b>	<b>100,00%</b>	<b>- 246.209.985</b>

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, el desvío de las primas de las subastas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 se traslada al consumidor a través del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación. En el Cuadro 137 se muestra el detalle del cálculo del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente a 2023 de aplicación a demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente y a la demanda nacional suministrada desde redes locales.

Cuadro 137. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Volumen (MWh) (D)	Término variable (€/kWh)
Consumidores conectados PS único y otros destinos	2.048.240	- 552.394	1.495.847	9.894.879	0,000151

**Consumidores suministrados desde redes**

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Número de suministros (N)	Capacidad contratada (kWh/día) (D)	Término por cliente (€/año) (C) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año (C) / (D)
RL.1	38.356.777	- 44.797.298	- 6.440.521	4.594.552	79.212.715	- 1,401774	- 0,565532
RL.2	24.914.438	- 65.826.846	- 40.912.408	2.984.366	189.188.292	- 13,708910	- 0,347944
RL.3	3.177.421	- 19.915.198	- 16.737.777	380.606	55.143.860	- 43,976629	- 0,361150
RL.4	422.180	- 7.256.986	- 6.834.805	50.571	46.771.512	- 135,153465	- 0,155158
RL.5	177.368	- 11.038.384	- 10.861.016	21.246	99.182.795	- 511,202505	- 0,111293
RL.6	27.058	- 10.443.044	- 10.415.986	3.241	48.905.612	- 3.213,645192	- 0,213535
RL.7	9.254	- 9.347.851	- 9.338.596	1.109	51.599.550		- 0,181161
RL.8	5.732	- 11.586.564	- 11.580.833	687	80.878.351		- 0,143259
RL.9	2.589	- 7.937.120	- 7.934.532	310	103.552.470		- 0,076648
RL.10	1.586	- 12.047.269	- 12.045.683	190	161.038.634		- 0,074810
RL.11	843	- 45.461.031	- 45.460.188	101	681.947.901		- 0,066663
<b>Total</b>	<b>67.095.248</b>	<b>- 245.657.592</b>	<b>- 178.562.344</b>	<b>8.036.978</b>	<b>1.597.421.690</b>		

Fuente: CNMC

## 9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

En el Cuadro 138 se comparan los peajes por los servicios prestados en la planta que resultan para el año de gas 2024 con los peajes de la Resolución del año de gas 2023, así como el coste medio que resulta de facturar la demanda prevista para el ejercicio 2024. Se observa que los términos fijos se reducen alrededor del 80% motivado por el incremento de las primas de las subastas imputadas respecto de las consideradas en 2023. Por el contrario, los términos variables se incrementan de forma acusada como consecuencia del incremento de la partida de otros costes auditados reflejando el incremento de los costes eléctricos y debido al incremento que ha sufrido el precio de la electricidad como consecuencia de la tensión en los mercados de gas tras el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania (véase Cuadro 139). El único término variable que registra descensos en el precio es el correspondiente a Trasvase de GNL de planta a buque (reducción del 66,7% del término variable) debido a un incremento del volumen previsto para el año de gas 2024 del 60,7% (véase Cuadro 140)

**Cuadro 138. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2024 de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024**

Servicio	Resolución peajes 2023 (A)				Resolución peajes 2024 (B)				% variación (B) sobre (A)			
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	Término fijo por buque	Término fijo por caudal	Término variable	Coste medio
<b>Descarga de GNL</b>				<b>0,033</b>				<b>0,029</b>				
S (< 40.000 m3 de GNL)	18.716		0,00008	0,102	3.534		0,000024	0,042	-81,1%		200,0%	-13,3%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	18.716		0,00008	0,049	3.534		0,000024	0,032	-81,1%		200,0%	-59,0%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	22.048		0,00008	0,036	4.175		0,000024	0,029	-81,1%		200,0%	-34,9%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	24.852		0,00008	0,031	4.766		0,000024	0,028	-81,1%		200,0%	-18,6%
XXL ( T > 216.000 m3 GNL)	37.047		0,00008		4.766		0,000024		-80,8%		200,0%	-8,7%
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>0,002491</b>	<b>0,000001</b>	<b>0,011</b>		<b>0,000454</b>	<b>0,000002</b>	<b>0,004</b>	-87,1%	-81,8%	100,0%	-65,3%
<b>Regasificación</b>		<b>0,083560</b>	<b>0,000057</b>	<b>0,365</b>		<b>0,015932</b>	<b>0,000183</b>	<b>0,242</b>	-80,9%	-80,9%	221,1%	-33,8%
<b>Carga de GNL en cisternas</b>		<b>0,093191</b>	<b>0,000084</b>	<b>0,537</b>		<b>0,018548</b>	<b>0,000345</b>	<b>0,435</b>	-80,1%	-80,1%	310,7%	-19,0%
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000036	0,036			0,000012	0,012			121,4%	-66,7%
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000210				0,000465				9,0%	-19,0%
Puesta en frío de buques			0,000411				0,000448					9,0%
Liquefacción Virtual		0,005497		0,035		0,001067		0,007		-80,6%		-80,6%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

**Cuadro 139. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024**

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	Variación (B) sobre (A) (%)
<b>Retribución por inversión</b>	<b>127.739.099</b>	<b>117.290.573</b>	<b>- 10.448.527</b>	<b>-8,2%</b>
Amortización y retribución financiera	125.698.729	115.250.202	- 10.448.527	-8,3%
Retribución gas talón	2.040.370	2.040.370	0	0,0%
<b>Retribución por O&amp;M</b>	<b>145.011.877</b>	<b>193.633.994</b>	<b>48.622.117</b>	<b>33,5%</b>
Costes O&M auditados y singulares	107.470.956	107.470.956	- 0	0,0%
COPEX	15.600.677	15.600.677	- 0	0,0%
Otros costes auditados	21.940.245	70.562.362	48.622.117	221,6%
<b>Retribución ARPE</b>	<b>82.833.364</b>	<b>71.583.868</b>	<b>- 11.249.496</b>	<b>-13,6%</b>
Continuidad de suministro (RCS)	57.463.258	44.202.506	- 13.260.752	-23,1%
Extensión vida útil (REUJ)	11.365.528	13.786.128	2.420.600	21,3%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	13.373.291	0	0,0%
Incentivo mermas (IM)	-	-	-	
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	631.287	221.942	- 409.344	-64,8%
<b>Retribución Musel</b>	<b>24.942.331</b>	<b>24.942.331</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Ingresos por desbalances</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Desvíos de ejercicios anteriores</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Total Retribución</b>	<b>380.526.671</b>	<b>407.450.765</b>	<b>26.924.094</b>	<b>7,1%</b>
<b>Primas Subastas</b>	<b>- 132.048.997</b>	<b>- 240.294.621</b>	<b>- 108.245.624</b>	<b>82,0%</b>
Primas del ejercicio	- 83.776.899	- 162.304.105	- 78.527.207	93,7%
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 48.272.099	- 77.990.516	- 29.718.417	61,6%
<b>Total</b>	<b>248.477.674</b>	<b>167.156.144</b>	<b>- 81.321.530</b>	<b>-32,7%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

**Cuadro 140. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024**

Servicio	Resolución de peajes 2023 (A)			Resolución de peajes 2024 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente	Volumen
<b>Descarga de GNL</b>	<b>331</b>		<b>286.922.422</b>	<b>324</b>		<b>301.179.040</b>	<b>-2,1%</b>		<b>5,0%</b>
S (< 40.000 m³ de GNL)	-		-	1		199.732			
M (40.000 - 75.000 m³ GNL)	26		12.700.161	7		3.223.736	-73,1%		-74,6%
L (75.000 - 150.000 m³ GNL)	209		180.956.197	145		114.305.886	-30,6%		-36,8%
XL (150.000 - 216.000 m³ GNL)	96		93.266.063	171		183.449.687	78,1%		96,7%
XXL (T > 216.000 m³ GNL)	-		-	-		-			
<b>Almacenamiento de GNL</b>		<b>19.674.242</b>	<b>4.618.871.951</b>		<b>20.322.057</b>	<b>5.032.084.230</b>		<b>3,3%</b>	<b>8,9%</b>
Vaporización	951.830		265.419.402	956.648		259.384.398		0,5%	-2,3%
Carga de GNL en cisternas		72.584	15.514.473		58.031	11.925.187		-20,1%	-23,1%
Trasvase de GNL de planta a buque	54		19.742.413	153		31.730.130	182,9%		60,7%
Trasvase de GNL de buque a buque	-		-	-		-			
Puesta en frío de buques	9		176.898	-		-	-100,0%		-100,0%
Liquefacción Virtual		52	8.870		11.868	1.860.674		22720,5%	20876,7%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por otra parte, la variación de cada uno de los peajes concretos de la actividad de regasificación se explica por la variación de la retribución asignada a cada uno de los servicios. En el Cuadro 141 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2023 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2024, sin considerar las primas de las subastas. Se observa que la retribución fija asignada por servicio se reduce respecto de la implícita en la resolución de peajes de 2023, con la excepción del servicio de trasvase de GNL de planta a buque, motivado por el incremento de volumen de negocio previsto para este servicio, mientras que la retribución variable asignada aumenta, como se ha comentado, por el aumento del coste del suministro eléctrico. La retribución asignada a todos los servicios se incrementa respecto del ejercicio anterior debido a que el aumento de la retribución variable supera a la reducción de la retribución fija, con la excepción del servicio de puesta en frío de buques.

**Cuadro 141. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 sin descontar las primas**

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución de peajes 2023 (€) (A)			Resolución de peajes 2024 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	14.359.924	2.257.153	16.617.077	14.218.481	7.078.430	21.296.911	-1,0%	213,6%	28,2%
Almacenamiento de GNL	94.071.133	3.789.760	97.860.893	90.632.988	11.884.685	102.517.673	-3,7%	213,6%	4,8%
Vaporización	152.680.247	15.143.240	167.823.487	149.604.797	47.489.190	197.093.986	-2,0%	213,6%	17,4%
Carga de GNL en cisternas	12.985.002	1.309.149	14.294.151	10.565.308	4.105.490	14.670.797	-18,6%	213,6%	2,6%
Trasvase de GNL de planta a buque	1.290.381	38.372	1.328.753	2.460.026	120.333	2.580.360	90,6%	213,6%	94,2%
Trasvase de GNL de buque a buque	27.629	31.600	59.229	25.984	99.098	125.082	-6,0%	213,6%	111,2%
Puesta en frío de buques	135.234	2.257	137.491	14.040	7.078	21.118	-89,6%	213,6%	-84,6%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-			
<b>Total</b>	<b>275.549.551</b>	<b>22.571.531</b>	<b>298.121.082</b>	<b>267.521.624</b>	<b>70.784.304</b>	<b>338.305.928</b>	<b>-2,9%</b>	<b>213,6%</b>	<b>13,5%</b>
Otros Costes de regasificación	82.405.589	-	82.405.589	69.144.837	-	69.144.837	-16%		-16%
<b>Total regasificación</b>	<b>357.955.140</b>	<b>22.571.531</b>	<b>380.526.671</b>	<b>336.666.461</b>	<b>70.784.304</b>	<b>407.450.765</b>	<b>-5,9%</b>	<b>213,6%</b>	<b>7,1%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

En el Cuadro 142 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2023 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2024, considerando las primas de las subastas. Cabe señalar que, cuando se incluyen las primas la retribución asignada a todos los servicios se reduce respecto del ejercicio anterior, con la excepción de los peajes asociados al trasvase de GNL de buque a buque, por el menor peso del componente fijo respecto del variable que resulta de la asignación para este servicio.

**Cuadro 142. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 descontando las primas**

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución de peajes 2023 (€) (A)			Resolución de peajes 2024 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	7.478.354	2.257.153	9.735.507	1.447.085	7.078.430	8.525.516	-80,6%	213,6%	-12,4%
Almacenamiento de GNL	48.990.316	3.789.760	52.780.077	9.224.169	11.884.685	21.108.854	-81,2%	213,6%	-60,0%
Vaporización	79.512.741	15.143.240	94.655.981	15.226.022	47.489.190	62.715.212	-80,9%	213,6%	-33,7%
Carga de GNL en cisternas	6.762.323	1.309.149	8.071.472	1.075.284	4.105.490	5.180.773	-84,1%	213,6%	-35,8%
Trasvase de GNL de planta a buque	672.004	38.372	710.376	250.369	120.333	370.702	-62,7%	213,6%	-47,8%
Trasvase de GNL de buque a buque	14.388	31.600	45.989	2.645	99.098	101.743	-81,6%	213,6%	121,2%
Puesta en frío de buques	70.427	2.257	72.684	1.429	7.078	8.507	-98,0%	213,6%	-88,3%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-			
<b>Total</b>	<b>143.500.554</b>	<b>22.571.531</b>	<b>166.072.085</b>	<b>27.227.003</b>	<b>70.784.304</b>	<b>98.011.307</b>	<b>-81,0%</b>	<b>213,6%</b>	<b>-41,0%</b>
Otros Costes de regasificación	82.405.589	-	82.405.589	69.144.837	-	69.144.837	-16%		-16%
<b>Total regasificación</b>	<b>225.906.142</b>	<b>22.571.531</b>	<b>248.477.674</b>	<b>96.371.840</b>	<b>70.784.304</b>	<b>167.156.144</b>	<b>-57,3%</b>	<b>213,6%</b>	<b>-32,7%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por último, en el Cuadro se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de peajes de 2023 y el que resulta para el ejercicio 2024, sin tener en cuenta la asignación del desvío de las primas de capacidad, dada la excepcionalidad de la medida. En coherencia con la evolución de la retribución y la demanda, se registran reducción en todos los términos del peaje, excepto en el término variable que se incrementa un 1,5% y en el término de capacidad del peaje RL.11 que se incrementa un 10,4%, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contratada.

**Cuadro 143. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad**

Peaje otros costes de regasificación	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	% variación (B) sobre (A)
<b>Retribución asignada (€)</b>	<b>82.405.589</b>	<b>69.144.837</b>	<b>-16,1%</b>
<b>Demanda nacional (MWh)</b>	<b>403.684.524</b>	<b>333.813.178</b>	<b>-17,3%</b>
Demanda consumidores conectados a las redes locales	391.078.722	323.918.299	-17,2%
Demanda conectados PS únicliente y otros destinos	12.605.802	9.894.879	-21,5%
<b>Nº suministros</b>	<b>8.103.607</b>	<b>8.036.978</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Capacidad contratada (kWh/día)</b>	<b>1.814.108.366</b>	<b>1.597.421.690</b>	<b>-11,9%</b>
<b>Peaje otros costes de regasificación</b>			
Término variable (€/kWh)	0,000204	0,000207	1,5%
Termino por cliente (€/año)	9,851455	8,348318	-15,3%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año			
RL.1	0,551139	0,484225	-12,1%
RL.2	0,162747	0,131691	-19,1%
RL.3	0,064999	0,057621	-11,4%
RL.4	0,011495	0,009026	-21,5%
RL.5	0,002526	0,001788	-29,2%
RL.6	0,000794	0,000553	-30,3%
RL.7	0,000248	0,000179	-27,6%
RL.8	0,000076	0,000071	-6,5%
RL.9	0,000029	0,000025	-12,4%
RL.10	0,000011	0,000010	-7,7%
RL.11	0,000001	0,000001	10,4%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

## 9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio

En el Cuadro 144 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar primas de las subastas de capacidad ni desvíos de ejercicios anteriores.

**Cuadro 144. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones**

**1. Previsión de la retribución regasificación**

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	160.050.668	153.022.411	141.356.302
Retribución O & M Fijo	107.470.956	107.470.956	107.470.956
Retribución O & M Variable	70.784.304	63.837.424	64.337.424
Retribución por Continuidad del suministro	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331
<b>Total</b>	<b>407.450.765</b>	<b>380.214.877</b>	<b>355.788.016</b>

**2. Retribución por Servicio**

**Retribución fija**

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	1.447.085	1.061.523	443.912
Almacenamiento de GNL	9.224.169	6.834.569	2.875.513
Vaporización	15.226.022	11.262.116	4.760.747
Carga de GNL en cisternas	1.075.284	847.446	370.881
Trasvase de GNL de planta a buque	250.369	190.031	80.281
Trasvase de GNL de buque a buque	2.645	2.000	854
Puesta en frío de buques	1.429	1.062	448
<b>Total</b>	<b>27.227.003</b>	<b>20.198.746</b>	<b>8.532.637</b>

**Retribución variable**

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	7.078.430	6.383.742	6.433.742
Almacenamiento de GNL	11.884.685	10.718.304	10.802.254
Vaporización	47.489.190	42.828.528	43.163.978
Carga de GNL en cisternas	4.105.490	3.702.571	3.731.571
Trasvase de GNL de planta a buque	120.333	108.524	109.374
Trasvase de GNL de buque a buque	99.098	89.372	90.072
Puesta en frío de buques	7.078	6.384	6.434
<b>Total variables</b>	<b>70.784.304</b>	<b>63.837.424</b>	<b>64.337.424</b>

### 3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	1	1	1
		M	7	7	6
		L	145	136	130
		XL	171	161	154
		XXL	-	-	-
	Volumen	S	199.732	187.893	180.058
		M	3.223.736	3.032.663	2.906.190
		L	114.305.886	107.530.892	103.046.481
		XL	183.449.687	172.576.490	165.379.451
		XXL	-	-	-
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	20.322.057	19.117.554	18.320.285
	Volumen	MWh	5.032.084.230	4.733.828.924	4.536.411.816
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	956.648	890.411	848.423
	Volumen	MWh	259.384.398	241.424.927	230.040.271
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	58.031	59.671	60.452
	Volumen	MWh	11.925.187	12.262.184	12.422.710
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	153	152	149
	Volumen	MWh	31.730.130	31.501.502	30.909.873
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	11.868	11.868	11.868
	Volumen	MWh	1.860.674	1.860.674	1.860.674

### 4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	3.534	2.459	1.207
	M	€/Buque	3.534	2.459	1.207
	L	€/Buque	4.175	2.905	1.426
	XL	€/Buque	4.766	3.316	1.628
	XXL	€/Buque	4.766	3.316	1.628
	TV	€/MWh	0,024	0,020	0,024
	Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	0,454	0,320
TV		€/MWh	0,002	0,002	0,002
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	15,93	11,30	5,62
	TV	€/MWh	0,183	0,159	0,188
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	18,548	163,692	6,143
	TV	€/MWh	0,345	0,270	0,301
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,012	0,008	0,006
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,465	0,373	0,416
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,448	0,350	0,363
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	1,067	0,768	0,395

**5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de regasificación**

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	-88,9%	-30,4%	-50,9%
	M	€/Buque	-88,9%	-30,4%	-50,9%
	L	€/Buque	-88,9%	-30,4%	-50,9%
	XL	€/Buque	-88,9%	-30,4%	-50,9%
	XXL	€/Buque	-88,9%	-30,4%	-50,9%
	TV	€/MWh	14,3%	-16,7%	20,0%
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	-88,8%	-29,7%	-50,8%
	TV	€/MWh	0,0%	0,0%	0,0%
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	-88,3%	-29,0%	-50,3%
	TV	€/MWh	17,3%	-13,1%	18,2%
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	-89,4%	782,5%	-96,2%
	TV	€/MWh	-4,2%	-21,7%	11,5%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	-84,6%	-33,3%	-25,0%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	-18,6%	-19,8%	11,5%
Puesta en frío	TV	€/MWh	-59,0%	-21,9%	3,7%
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	-88,1%	-28,0%	-48,6%

**6. Facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación**

Servicio	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	
Descarga de GNL	S	0,042	0,033	0,031
	M	0,032	0,026	0,026
	L	0,029	0,024	0,026
	XL	0,028	0,023	0,026
	XXL			
Almacenamiento de GNL	0,004	0,004	0,003	
Vaporización	0,242	0,224	0,208	
Carga de GNL en cisternas	0,434	0,371	0,330	
Trasvase de GNL de planta a buque	0,012	0,009	0,006	
Trasvase de GNL de buque a buque	-	-	-	
Puesta en frío de buques	-	-	-	
Licuefacción virtual				
<b>Total (1)</b>	<b>0,361</b>	<b>0,331</b>	<b>0,301</b>	

**7. Evolución de la facturación media de los peajes de regasificación**

Servicio	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26	
Descarga de GNL	S	-73,9%	-20,6%	-7,2%
	M	-64,7%	-18,9%	3,2%
	L	-57,2%	-19,2%	9,0%
	XL	-53,3%	-18,8%	10,5%
	XXL	n.a.	n.a.	n.a.
Almacenamiento de GNL	-79,5%	-11,6%	-18,7%	
Vaporización	-63,6%	-7,3%	-7,0%	
Carga de GNL en cisternas	-64,2%	-14,6%	-11,0%	
Trasvase de GNL de planta a buque	-85,1%	-18,9%	-35,3%	
Trasvase de GNL de buque a buque	n.a.	n.a.	n.a.	
Puesta en frío de buques	-100,0%	n.a.	n.a.	
Licuefacción virtual				
<b>Total</b>	<b>-67,0%</b>	<b>-8,3%</b>	<b>-9,3%</b>	

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 145 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario, así como su variación porcentual.

**Cuadro 145. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

**1. Previsión de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación**

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331
<b>Total</b>	<b>69.144.837</b>	<b>55.884.085</b>	<b>42.623.333</b>

**2. Previsión de las variables de facturación**

Demanda	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>			<b>323.918.298.569</b>	<b>311.043.394.473</b>	<b>295.963.082.967</b>
RL.1	Volumen	kWh	10.628.701.083	10.543.349.986	10.455.701.947
RL.2	Volumen	kWh	22.700.570.326	22.516.704.956	22.328.518.148
RL.3	Volumen	kWh	6.986.518.704	6.930.608.657	6.873.192.843
RL.4	Volumen	kWh	6.643.795.946	6.729.182.210	6.793.840.966
RL.5	Volumen	kWh	12.711.561.901	12.882.696.744	13.003.274.158
RL.6	Volumen	kWh	7.827.087.792	7.973.800.009	8.040.813.523
RL.7	Volumen	kWh	9.820.999.137	10.073.490.890	10.144.198.875
RL.8	Volumen	kWh	17.548.416.658	18.052.430.751	18.164.493.815
RL.9	Volumen	kWh	25.029.385.576	25.805.888.153	25.947.584.464
RL.10	Volumen	kWh	42.683.904.635	43.917.290.284	44.087.793.952
RL.11	Volumen	kWh	161.337.356.812	145.617.951.833	130.123.670.275
<b>Consumidores conectados PS uniciente</b>	<b>Volumen</b>	<b>kWh</b>	<b>9.894.879.483</b>	<b>10.198.463.205</b>	<b>10.343.991.501</b>
<b>Total Demanda</b>			<b>333.813.178.052</b>	<b>321.241.857.678</b>	<b>306.307.074.468</b>

Número suministros	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.594.552	4.615.339	4.635.021
RL.2	Suministros	Número	2.984.366	2.997.658	3.010.231
RL.3	Suministros	Número	380.606	382.326	383.954
RL.4	Suministros	Número	50.571	50.839	51.216
RL.5	Suministros	Número	21.246	21.356	21.509
RL.6	Suministros	Número	3.241	3.258	3.278
RL.7	Suministros	Número	1.109	1.114	1.119
RL.8	Suministros	Número	687	690	692
RL.9	Suministros	Número	310	312	312
RL.10	Suministros	Número	190	191	191
RL.11	Suministros	Número	101	101	101
<b>Total Suministros</b>			<b>8.036.978</b>	<b>8.073.183</b>	<b>8.107.625</b>

Capacidad equivalente	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	79.212.715	78.577.555	77.924.112
RL.2	Capacidad	kWh/día	189.188.292	187.655.665	186.087.107
RL.3	Capacidad	kWh/día	55.143.860	54.702.184	54.248.570
RL.4	Capacidad	kWh/día	46.771.512	47.370.337	47.824.037
RL.5	Capacidad	kWh/día	99.182.795	100.502.987	101.440.823
RL.6	Capacidad	kWh/día	48.905.612	49.823.449	50.237.878
RL.7	Capacidad	kWh/día	51.599.550	52.698.048	52.992.861
RL.8	Capacidad	kWh/día	80.878.351	82.761.486	83.151.406
RL.9	Capacidad	kWh/día	103.552.470	106.182.645	106.646.097
RL.10	Capacidad	kWh/día	161.038.634	164.803.849	165.291.574
RL.11	Capacidad	kWh/día	681.947.901	618.401.316	549.650.348
<b>Total capacidad equivalente</b>			<b>1.597.421.690</b>	<b>1.543.479.520</b>	<b>1.475.494.813</b>

### 3. Términos de facturación del peajes asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000207	0,000174	0,000139
	TF cliente	(€/año)	8,35	6,70	5,08
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	0,484225	0,393674	0,302144
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,131691	0,107066	0,082171
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,057621	0,046845	0,035952
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,009026	0,007193	0,005440
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,001788	0,001424	0,001077
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,000553	0,000438	0,000331
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000179	0,000142	0,000107
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000071	0,000056	0,000042
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000025	0,000020	0,000015
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000010	0,000008	0,000006	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000001	0,000001	0,000001	

### 4. Evolución de los términos de facturación del peaje asociado a otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	-7,7%	-16,0%	-20,0%
	TF cliente	(€/año)	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	-16,6%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	-16,2%	-20,3%	-24,4%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	-16,3%	-20,4%	-24,4%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	-17,5%	-20,8%	-24,4%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	-18,7%	-21,0%	-24,3%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	-19,4%	-21,2%	-24,3%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	-19,4%	-21,3%	-24,4%
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	-18,8%	-21,1%	-24,3%	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	5,0%	-11,2%	-14,7%	

### 5. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)

Facturación (€)		Variable facturación	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS uncliente</b>		kWh	2.049.589	1.774.152	1.439.390
<b>Consumidores nacionales conectados a la redes locales</b>	RL.1	Suministro	38.356.777	30.933.978	23.544.312
	RL.2	Suministro	24.914.438	20.091.587	15.290.938
	RL.3	Suministro	3.177.421	2.562.511	1.950.352
	RL.4	Suministro	422.180	340.745	260.157
	RL.5	Suministro	177.368	143.139	109.260
	RL.6	Capacidad	27.058	21.836	16.651
	RL.7	Capacidad	9.254	7.467	5.683
	RL.8	Capacidad	5.732	4.624	3.516
	RL.9	Capacidad	2.589	2.088	1.586
	RL.10	Capacidad	1.586	1.280	972
	RL.11	Capacidad	843	679	515
<b>Total</b>			<b>69.144.837</b>	<b>55.884.085</b>	<b>42.623.333</b>

**6. Facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación (€)**

Facturación media (€/kWh)		Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS unicliente</b>		<b>0,000207</b>	<b>0,000174</b>	<b>0,000139</b>
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	0,003609	0,002934	0,002252
	RL.2	0,001098	0,000892	0,000685
	RL.3	0,000455	0,000370	0,000284
	RL.4	0,000064	0,000051	0,000038
	RL.5	0,000014	0,000011	0,000008
	RL.6	0,000003	0,000003	0,000002
	RL.7	0,000001	0,000001	0,000001
	RL.8	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.9	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.10	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.11	0,000000	0,000000	0,000000

**7. Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación**

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
<b>Consumidores conectados PS unicliente</b>		<b>-7,7%</b>	<b>-16,0%</b>	<b>-20,0%</b>
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	RL.2	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	RL.3	-16,6%	-18,7%	-23,3%
	RL.4	-16,2%	-20,3%	-24,4%
	RL.5	-16,3%	-20,4%	-24,4%
	RL.6	-17,2%	-20,8%	-24,4%
	RL.7	-19,0%	-21,3%	-24,4%
	RL.8	-19,6%	-21,6%	-24,4%
	RL.9	-19,7%	-21,8%	-24,4%
	RL.10	-19,6%	-21,6%	-24,3%
	RL.11	2,5%	-10,8%	-15,1%

Fuente: CNMC

## 10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL

En el presente epígrafe se muestra el impacto sobre el consumidor final de la variación de peajes que resulta para el ejercicio 2024. A los efectos se hace necesario imputar la facturación de aquellos peajes no vinculados al punto de suministro, esto es, los peajes asociados a los servicios de regasificación y el peaje de entrada a la red de transporte, para lo que se han considerado las siguientes hipótesis:

- La facturación por los peajes de descarga y de almacenamiento de GNL resulta de aplicar el coste medio a todos los consumidores independientemente de su perfil de consumo.

- b) La facturación del peaje de regasificación resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera<sup>25</sup>.
- c) La facturación del peaje de carga en cisternas resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite de distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.
- d) La facturación del peaje de entrada a la red de transporte resulta de aplicar el coste medio de entrada a la capacidad contratada equivalente y el término variable del peaje de entrada al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.

En el Cuadro 146 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2024 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los que resultan para 2024 (en adelante, facturación de peajes). Esto es, no se considera la facturación por el canon de almacenamiento subterráneo, cargos, tasa de hidrocarburos gaseosos y cuota del GTS.

Se observa que, con las hipótesis anteriores, la facturación por peajes se reduce para todos los consumidores entre un -1,5% y un -19,0%, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes transitorios RLTA.5 para los que resulta un incremento del 14,1%.

Respecto de los consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite, se observa que, si bien los peajes de redes locales aumentan para todos los grupos tarifarios (como consecuencia del periodo transitorio), la facturación por peajes se reduce motivado por la reducción del peaje de regasificación y de otros costes de regasificación, con la excepción de los peajes RLPS.4 que aumenta, en términos medios, el 2,4% (véase Cuadro 147).

---

<sup>25</sup> El efecto cartera resulta de la comparación de las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes de regasificación o de entrada en la red de transporte con las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes asociados a las salidas de la red de transporte.

**Cuadro 146. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024**

**1. Variables de facturación**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	57,0%	10.422.168	3,2%	77.787	4,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	37,3%	22.341.858	6,9%	186.218	11,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	4,7%	6.825.622	2,1%	53.932	3,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	0,6%	6.500.349	2,0%	45.881	2,9%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	0,0%	646.239	0,2%	4.790	0,3%
RLTB.5		20.282	0,3%	11.896.980	3,7%	93.395	5,9%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	0,0%	2.450.676	0,8%	15.971	1,0%
RLTB.6		2.336	0,0%	5.231.014	1,6%	32.085	2,0%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	0,0%	6.608.226	2,0%	35.295	2,2%
RLTB.7		385	0,0%	3.130.282	1,0%	15.800	1,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	680	0,0%	17.468.694	5,4%	80.621	5,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	0,0%	25.029.386	7,8%	103.552	6,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	0,0%	42.683.905	13,2%	161.039	10,1%
RL.11	C > 500.000.000	101	0,0%	161.337.357	50,0%	681.948	42,9%
<b>Total</b>		<b>7.867.588</b>	<b>100,0%</b>	<b>322.572.754</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.588.314</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2023 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,595	0,523	1,133	27,252	4,237	33,740
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,638	0,578	1,165	21,607	1,295	25,283
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,617	0,551	1,208	19,882	0,536	22,794
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,574	0,497	0,973	15,359	0,075	17,478
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,592	0,520	0,680	7,431	0,011	9,234
RLTB.5		0,614	0,547	0,986	12,604	0,017	14,769
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,547	0,463	0,657	4,994	0,003	6,664
RLTB.6		0,528	0,438	0,833	8,896	0,004	10,699
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,488	0,388	0,800	3,196	0,001	4,873
RLTB.7		0,473	0,369	0,759	4,428	0,001	6,030
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,451	0,342	0,699	2,416	0,000	3,908
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,427	0,311	0,632	1,094	0,000	2,465
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,409	0,288	0,581	0,898	0,000	2,176
RL.11	C > 500.000.000	0,432	0,317	0,644	0,573	0,000	1,966
<b>Total</b>		<b>0,467</b>	<b>0,361</b>	<b>0,728</b>	<b>4,499</b>	<b>0,240</b>	<b>6,295</b>

**3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2024 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,300	0,669	1,081	26,209	- 0,603	27,666
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,308	0,734	1,191	20,816	- 1,802	21,247
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,304	0,702	1,136	18,706	- 2,394	18,454
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,296	0,640	1,030	15,025	- 1,032	15,958
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,299	0,666	0,813	9,346	- 0,585	10,539
RLTB.5		0,303	0,698	1,144	13,181	- 0,872	14,455
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,291	0,600	0,797	5,990	- 1,112	6,565
RLTB.6		0,287	0,571	0,989	9,664	- 1,435	10,076
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,279	0,513	0,812	3,490	- 0,968	4,127
RLTB.7		0,277	0,491	0,775	4,359	- 0,914	4,988
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,272	0,459	0,720	2,554	- 0,661	3,345
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,268	0,424	0,660	1,126	- 0,317	2,161
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,264	0,397	0,614	0,958	- 0,282	1,951
RL.11	C > 500.000.000	0,269	0,431	0,671	0,605	- 0,282	1,694
<b>Total</b>		<b>0,28</b>	<b>0,48</b>	<b>0,759</b>	<b>4,46</b>	<b>- 0,55</b>	<b>5,432</b>

**4. % variación facturación a peajes año de gas 2024 sobre los del año de gas 2023**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-49,6%	28,0%	-4,6%	-3,8%	-114,2%	-18,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-51,8%	26,9%	2,2%	-3,7%	-239,2%	-16,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-50,7%	27,4%	-5,9%	-5,9%	-546,4%	-19,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-48,5%	28,7%	5,8%	-2,2%	-1471,9%	-8,7%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-49,5%	28,1%	19,5%	25,8%	-5289,1%	14,1%
RLTB.5		-50,6%	27,5%	16,0%	4,6%	-5289,1%	-2,1%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-46,9%	29,6%	21,3%	19,9%	-32721,0%	-1,5%
RLTB.6		-45,6%	30,4%	18,8%	8,6%	-32721,0%	-5,8%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-42,7%	32,3%	1,5%	9,2%	-73148,8%	-15,3%
RLTB.7		-41,5%	33,1%	2,1%	-1,5%	-73148,8%	-17,3%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-39,6%	34,5%	3,1%	5,7%	-188598,7%	-14,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-37,3%	36,4%	4,4%	2,9%	-264403,4%	-12,3%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-35,4%	38,0%	5,6%	6,7%	-680190,9%	-10,3%
RL.11	C > 500.000.000	-37,8%	36,0%	4,1%	5,6%	-6666400,0%	-13,8%
<b>Total</b>		<b>-41,0%</b>	<b>33,5%</b>	<b>4,2%</b>	<b>-0,8%</b>	<b>-328,1%</b>	<b>-13,7%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

**Cuadro 147. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024**

**1. Variables de facturación**

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	66,0%	206.533	15,3%	1.425	15,6%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	28,0%	358.712	26,7%	2.970	32,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	5,3%	160.897	12,0%	1.212	13,3%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	0,6%	143.447	10,7%	891	9,8%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	0,1%	168.343	12,5%	998	11,0%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	0,0%	145.398	10,8%	849	9,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	0,0%	82.491	6,1%	505	5,5%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	0,0%	79.723	5,9%	257	2,8%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.11	C > 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
<b>Total</b>		<b>169.390</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.345.544</b>	<b>100,0%</b>	<b>9.108</b>	<b>100,0%</b>

**2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2023 (€/MWh)**

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,199	-	-	22,276	5,329	27,804
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,202	-	-	17,456	1,303	18,962
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,201	-	-	15,738	0,549	16,488
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,197	-	-	12,547	0,065	12,810
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,197	-	-	10,499	0,013	10,709
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,197	-	-	8,336	0,004	8,537
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,197	-	-	4,061	0,002	4,260
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,190	-	-	1,373	0,000	1,563
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>0,199</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>13,837</b>	<b>1,240</b>	<b>15,276</b>

### 3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2024 (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,123	-	-	23,397	- 0,758	22,762
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,124	-	-	17,781	- 1,813	16,091
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,123	-	-	15,874	- 2,450	13,547
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,123	-	-	12,795	- 0,897	12,021
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,123	-	-	11,519	- 0,680	10,962
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,123	-	-	8,365	- 1,254	7,234
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,123	-	-	4,228	- 1,109	3,241
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,121	-	-	1,507	- 0,462	1,166
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>0,12</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>14,29</b>	<b>- 1,30</b>	<b>13,106</b>

### 4. % variación facturación a peajes año de gas 2024 sobre los del año de gas 2023

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	-38,2%			5,0%	-114,2%	-18,1%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	-38,9%			1,9%	-239,2%	-15,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	-38,5%			0,9%	-546,4%	-17,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-37,9%			2,0%	-1471,9%	-6,2%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-37,7%			9,7%	-5289,2%	2,4%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-37,7%			0,3%	-32720,7%	-15,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-37,8%			4,1%	-73148,8%	-23,9%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-36,3%			9,8%	-188600,0%	-25,4%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
<b>Total</b>		<b>-38,1%</b>			<b>3,3%</b>	<b>-205,2%</b>	<b>-14,2%</b>

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

## 11. OTRAS DISPOSICIONES

### 11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales

El artículo 24 de la Circular 6/2020 establece en su apartado 3 que mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado 15 de febrero se recibió en la CNMC, propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2023 y el 30 de septiembre de 2024. En particular, el GTS propone que se oferte 16 GWh/día de interrumpibilidad tipo A (5 días) en las siguientes zonas y capacidades:

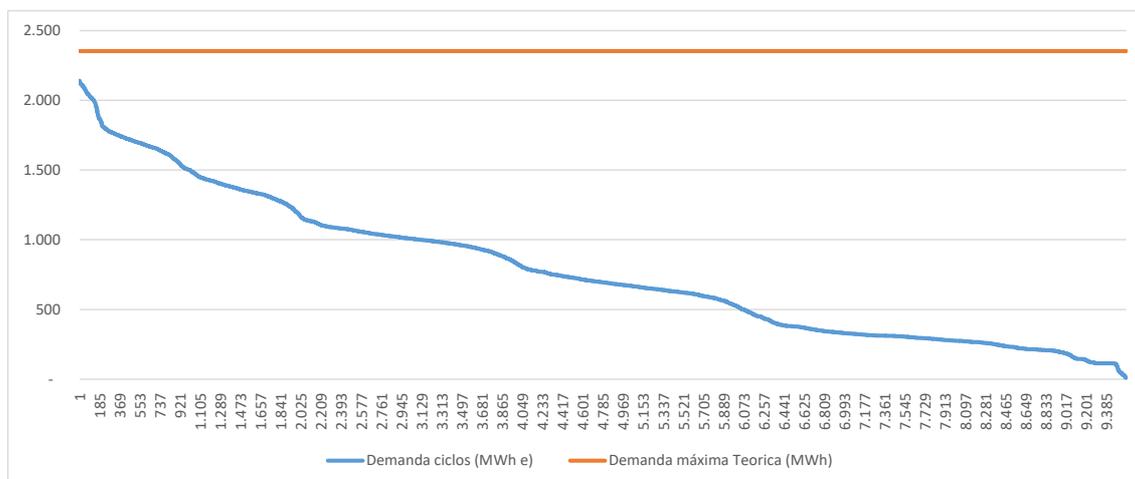
- a) 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres, hasta la construcción del Ramal Norte del Gasoducto Martorell-Figueres y el gasoducto Figueres-Figueres.
- b) 3 GWh/día en la Red de Pamplona, dicha situación quedará parcialmente resuelta en 1 GWh/día, con la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta y la cantidad restante, 2 GWh/día, con la incorporación de la duplicación Sansoaín-Lumbier.
- c) 11 GWh/día en el Ramal de Algeciras, tras el cese de flujos importadores y comienzo de flujos exportadores –con caudales superiores a los esperados inicialmente- a través de la conexión internacional de Tarifa, y ante la imposibilidad para satisfacer el 100% de los ciclos y la demanda punta industrial conectados al ramal de Algeciras.

Se indica que la solicitud de peaje interrumpible para el Ramal de Algeciras no se había incluido en años anteriores. El GTS señala que el abastecimiento de la demanda conectada a dicho Ramal (16'') requiere de unas elevadas presiones de entrada, antes garantizadas por las importaciones a través de Tarifa. En consecuencia, el final de las importaciones a través de dicho punto determina que solo pueda garantizar el 80% de los ciclos combinados a la vez que la demanda punta industrial asociada a dicho ramal.

Adicionalmente, señala el pasado año 2022 se caracterizó por elevado funcionamiento de los ciclos combinados. Así, el pasado 1 de septiembre de 2022 se alcanzó una demanda máxima, en dicho ramal, de 99,19 GWh/d, lo que supone aproximadamente un 90% de la potencia instalada, coincidiendo de forma simultánea con una exportación a Marruecos a través de la CI de Tarifa de 27,8 GWh/d. Esta punta de consumo eléctrico se produjo en un año en el que la demanda industrial de la zona se vio reducida en torno a un 40% respecto al mismo valor registrado el año anterior. Este descenso, supone una pérdida próxima a los 10 GWh/d, y podría ser recuperada atendiendo a la evolución de los precios en los próximos meses. Por lo que, atendiendo a lo anterior, resulta razonable valorar una oferta de peaje interrumpible correspondiente al 10% de la potencia instalada de las CTCCs en dicho ramal.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 4 se muestra la monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en dicho ramal entre el 1 de enero de 2022 y el 23 de marzo de 2023. Se observa que en 15 horas la demanda superó el 90% de la demanda máxima teórica conjunta de todos los ciclos, y en 174 horas el 80%.

**Gráfico 4. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) entre el 1/1/2022 y el 23/3/2023.**



Fuente: REE

Cabe señalar que, además de los gasoductos anteriores, los agentes propusieron al GTS declarar peaje interrumpible en el gasoducto Zamora-Llanera-Tuy, por saturación de la zona, si bien indicaron que el volumen a asignar debía depender de la valoración por parte del GTS en función de las entradas programadas en la planta de regasificación de Reganosa.

Respecto a la propuesta del GTS se señala la necesidad de venga acompañada información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos a efectos de permitir su adecuada valoración. En particular, debería incluir, al menos, información relativa a (i) la probabilidad de ocurrencia de la interrupción, (ii) los posibles consumidores afectados por la misma y (iii) los consumidores susceptibles de acogerse al peaje interrumpible. Asimismo, sería deseable que, si existen ciclos combinados en las zonas propuestas, se acompañara de informe del OS indicado la posible afectación al suministro eléctrico.

En relación con las solicitudes para las zonas de Red prelitoral 45 bar (Montmeló) y Red de Pamplona se indica que la demanda del último año con información disponible (año de gas 2022) es un 3,7% inferior y un 5,7% inferior a la demanda máxima registrada (años 2018 y 2019 respectivamente), sin que se hayan producido interrupciones, por lo que no se considera necesario ofertar capacidad interrumpible.

En relación con la solicitud para el Ramal de Algeciras, si bien la demanda de ciclos combinados peninsulares prevista para el ejercicio 2024 (79,3 GWh) es un 37,4% inferior a la demanda registrada en 2022 (126,6 GWh), por lo que la probabilidad de ocurrencia de dichas congestiones se considera muy puntual, se considera adecuada la interrumpibilidad propuesta por el GTS (11 GWh/día) para dicha zona por razones de seguridad de suministro.

Por último, se establece la fecha máxima hasta la que los usuarios podrán solicitar la interrumpibilidad en el 1 de julio de cada año, teniendo en cuenta que la resolución por la que se establecen los peajes debe publicarse con antelación de un mes a la celebración de las subastas de capacidad anual<sup>26</sup>.

## **11.2. Refacturación de puntos de suministros que a los que tras la reubicación no les es de aplicación la obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado**

Conforme al artículo 9 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre<sup>27</sup>, todos los consumidores, ya sean firmes o interrumpibles, con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios.

En todo caso para contratar corto plazo hay que tener telemedida.

---

<sup>26</sup> Conforme al artículo 11.4 del Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y por el que se deroga el Reglamento (UE) nº 984/2013, las subastas de capacidad anual darán comienzo el primer lunes de julio de cada año.

<sup>27</sup> Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (<https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13768#a9>).

Por otra parte, conforme al artículo 25.2 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, los responsables de la facturación deben comprobar la correcta ubicación del punto de suministro en el peaje que le corresponda por el consumo real registrado, bien en el año de gas bien en los últimos doce meses, procediendo, en su caso, a la refacturación del punto de suministro.

Adicionalmente, el artículo 26.1 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, establece la facturación del término por la capacidad contratada y, en su caso, por la capacidad demandada para los consumidores con obligación de disponer de disponer de teled medida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente.

Por último, el artículo el artículo 26.4 de la Circular prevé la posibilidad de que los suministros que sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado dispongan de él opten por la facturación del término fijo por capacidad contratada y, en su caso, capacidad demandada.

Al respecto, se han recibido diversas consultas por parte de los agentes sobre como refacturar el término fijo a aquellos puntos de suministro para los que tras el proceso de reubicación establecida en el artículo 25.2 de la Circular 6/2020, ya no le fuera de aplicación la obligación de disponer de teled medida.

Con objeto de armonizar el tratamiento que da a todos los consumidores en esta situación se considera oportuno incluir una nueva disposición en Resolución, en la que se recoja el procedimiento a seguir.

En particular, a efectos de la refacturación de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación se establece que:

- 1º El responsable de la facturación deberá comunicar al comercializador o consumidor directo el resultado de la reubicación.
- 2º El comercializador o consumidor directo deber trasladar al responsable de la facturación la elección del método de facturación del término fijo, esto es, por cliente o por capacidad. Si el comercializador o consumidor directo no indicara lo contrario, se mantendrá el mismo método de facturación del término fijo.

- 3º En caso de que en un plazo de 10 días hábiles el comercializador o el consumidor directo no hubieran trasladado el método de facturación del término fijo al responsable de la facturación, se aplicará el término fijo por capacidad contratada y, en su caso, por capacidad demandada.
- 4º En todo caso, a los consumidores que hubieran formalizado contratos de corto plazo durante el periodo considerada a efectos de la reubicación se le aplicará el término fijo por capacidad contratada y, en su caso, por capacidad demandada.
- 5º Conforme, a lo establecido en artículo 25.2 de la Circular 6/2020, no procederá la refacturación a los consumidores conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado, si bien la reubicación en el peaje que corresponda será de aplicación desde el 1 de octubre o, en su caso, desde la fecha que corresponda en caso de alta o modificación del peaje o la capacidad.

### **11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 19 de mayo de 2022**

Con objeto de dotar de mayor seguridad jurídica a los agentes y por razones de técnica normativa, en la presente Resolución se ha optado por reproducir el contenido de las siguientes disposiciones de la Resolución de 19 mayo de 2022:

- Resuelve segundo relativo a la implementación del periodo transitorio
- Resuelve cuarto relativo al procedimiento para facturar el término de capacidad demandada durante el periodo del que disponen los consumidores para instalar la telemida conforme al artículo 9.2 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre.
- Resuelve quinto relativo al procedimiento de refacturación de un consumidor que no dispusiera de telemida en el caso de tras la reubicación le fuera de aplicación la obligación de disponer de telemida.
- Resuelve sexto relativo a la acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural
- Resuelve séptimo relativo al caudal máximo a considerar a la hora de aplicar los procedimientos de reubicación y refacturación a un punto de

suministro inicialmente acogido al peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos gasistas.