

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 2023

RAP/DE/019/21

19 de mayo de 2022

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 2023

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| 1. OBJETO | 15 |
| 2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE | 15 |
| 3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN | 17 |
| 3.1. Comentarios a la propuesta de Resolución | 17 |
| 3.1.1. Observaciones del MITERD | 17 |
| 3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal | 18 |
| 3.1.3. Observaciones de los agentes | 18 |
| 3.2. Análisis de las alegaciones | 20 |
| 3.2.1. Observaciones del MITERD | 20 |
| 3.2.2. Observaciones de los agentes | 21 |
| 4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN..... | 24 |
| 4.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2022..... | 25 |
| 4.2. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2023 | 28 |
| 5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES | 31 |
| 6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES | 32 |
| 6.1. Previsión de cierre del año de gas 2021..... | 32 |
| 6.2. Previsión de cierre del año de gas 2022..... | 44 |
| 7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE..... | 50 |
| 7.1. Parámetros de la metodología | 51 |
| 7.1.1. Modelo de red de transporte | 51 |

| | | |
|-------------|---|------------|
| 7.1.2. | Puntos de entrada a la red de transporte | 51 |
| 7.1.3. | Puntos de salida de la red de transporte..... | 52 |
| 7.1.4. | Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida | 52 |
| 7.1.5. | Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte | 52 |
| 7.2. | Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte..... | 54 |
| 7.3. | Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad..... | 56 |
| 7.3.1. | Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal | 56 |
| 7.3.2. | Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal | 60 |
| 7.4. | Determinación de los peajes de transporte basados en volumen..... | 64 |
| 7.5. | Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año | 64 |
| 7.6. | Interrumpibilidad | 68 |
| 7.7. | Valoración de la metodología de asignación..... | 71 |
| 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 | 71 |
| 7.7.2. | Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida..... | 72 |
| 7.7.3. | Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales..... | 72 |
| 7.8. | Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior..... | 75 |
| 7.9. | Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio | 81 |
| 8. | DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES | 87 |
| 8.1. | Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales | 87 |
| 8.2. | Variables de facturación consideradas en la asignación | 88 |
| 8.3. | Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste | 89 |
| 8.4. | Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior..... | 112 |
| 8.5. | Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio | 119 |
| 9. | DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN | 127 |
| 9.1. | Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación..... | 127 |

| | |
|---|------------|
| 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 | 129 |
| 9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta | 135 |
| 9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo | 135 |
| 9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios..... | 137 |
| 9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable | 143 |
| 9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta | 144 |
| 9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual | 144 |
| 9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año | 156 |
| 9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación..... | 158 |
| 9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior..... | 160 |
| 9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio | 163 |
| 10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL..... | 170 |
| 11. OTRAS DISPOSICIONES | 175 |
| 11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales | 175 |
| 11.2. Procedimiento de reubicación y refacturación aplicables a los consumidores acogidos al peaje de salida de red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos de gas natural de acceso público..... | 176 |
| 11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 27 de mayo de 2021 | 177 |

ÍNDICE DE CUADROS

| | |
|--|-----------|
| Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022..... | 26 |
|--|-----------|

| | |
|--|-----------|
| Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 desagregada por grupo tarifario..... | 26 |
| Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2022 | 27 |
| Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de entrada | 27 |
| Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de salida | 28 |
| Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023 | 29 |
| Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, desagregado por grupo tarifario..... | 29 |
| Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023..... | 30 |
| Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2023 desagregado por punto de entrada | 30 |
| Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2023 | 31 |
| Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas | 37 |
| Cuadro 12. Comparación entre las variables asociadas a las exportaciones en la Resolución de peajes y las realmente registradas prevista en el año de gas 2021 | 38 |
| Cuadro 13. Comparación entre el volumen y la capacidad prevista por punto de entrada a la red de transporte prevista para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las realmente registradas | 39 |
| Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas | 40 |
| Cuadro 15. Comparación de los ingresos previstos en la Resolución de peajes de 2021 y los liquidados en el año de gas 2021 | 41 |

| | |
|--|-----------|
| Cuadro 16. Comparación de las retribuciones implícitas en la Resolución de peajes de 2021 y las liquidadas en el año de gas 2021 | 42 |
| Cuadro 17. Desvíos por actividad registrados en el año de gas 2021..... | 43 |
| Cuadro 18. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2022 | 45 |
| Cuadro 19. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de entrada | 46 |
| Cuadro 20. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de salida | 46 |
| Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 | 47 |
| Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022.... | 48 |
| Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022.... | 49 |
| Cuadro 24. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022..... | 50 |
| Cuadro 25. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de entrada a la red de transporte | 53 |
| Cuadro 26. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de salida de la red de transporte | 54 |
| Cuadro 27. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 | 55 |
| Cuadro 28. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte..... | 56 |
| Cuadro 29. 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. | 57 |

| | |
|--|-----------|
| Cuadro 30. 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..... | 59 |
| Cuadro 31. 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..... | 60 |
| Cuadro 32. 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. | 61 |
| Cuadro 33. 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 | 62 |
| Cuadro 34. 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 | 63 |
| Cuadro 35. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2023 | 63 |
| Cuadro 36. Término variable de transporte. | 64 |
| Cuadro 37. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte | 65 |
| Cuadro 38. 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..... | 65 |
| Cuadro 39. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales | 66 |
| Cuadro 40. 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 2023 vs Resolución de peajes 2022 | 68 |
| Cuadro 41. 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 2023 vs Resolución de peajes 2022 | 68 |
| Cuadro 42. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia..... | 69 |
| Cuadro 43. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia..... | 70 |
| Cuadro 44. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen | 71 |
| Cuadro 45. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida | 72 |
| Cuadro 46. 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 | 74 |
| Cuadro 47. 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 | 74 |
| Cuadro 48. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales..... | 75 |
| Cuadro 49. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales | 75 |
| Cuadro 50. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de entrada..... | 77 |
| Cuadro 51. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de salida..... | 78 |
| Cuadro 52. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2022 y en la Resolución para el año de gas 2023 | 78 |
| Cuadro 53. 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 2022 y en la Resolución para el año de gas 2023..... | 79 |
| Cuadro 54. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023 | 80 |
| Cuadro 55. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023 | 81 |
| Cuadro 56. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio | 83 |
| Cuadro 57. Evolución de los términos de capacidad de los peajes de salida a la red de transporte hasta el final del periodo regulatorio | 85 |
| Cuadro 58. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio | 86 |
| Cuadro 59. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2023 | 88 |
| Cuadro 60. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2023..... | 89 |
| Cuadro 61. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2023..... | 90 |
| Cuadro 62. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023..... | 90 |
| Cuadro 63. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023..... | 91 |
| Cuadro 64. 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 | 92 |
| Cuadro 65. 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..... | 93 |
| Cuadro 66. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2023 | 94 |
| Cuadro 67. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023..... | 95 |

| | |
|--|------------|
| Cuadro 68. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023..... | 96 |
| Cuadro 69. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2023..... | 97 |
| Cuadro 70. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2023 | 98 |
| Cuadro 71. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año de gas 2023 | 99 |
| Cuadro 72. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2023 | 100 |
| Cuadro 73. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año de gas 2023..... | 101 |
| Cuadro 74. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023..... | 102 |
| Cuadro 75. 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 2023..... | 102 |
| Cuadro 76. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023 | 103 |
| Cuadro 77. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2023 | 104 |
| Cuadro 78. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2023..... | 105 |
| Cuadro 79. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2023 | 106 |
| Cuadro 80. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio | 107 |
| Cuadro 81. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2023 | 108 |

| | |
|--|------------|
| Cuadro 82. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio | 109 |
| Cuadro 83. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio | 110 |
| Cuadro 84. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes | 111 |
| Cuadro 85. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2023, tras la aplicación del periodo transitorio ... | 112 |
| Cuadro 86. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023..... | 113 |
| Cuadro 87. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023 ... | 115 |
| Cuadro 88. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2023 de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 antes de la aplicación del periodo transitorio | 116 |
| Cuadro 89. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio | 117 |
| Cuadro 90. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio | 120 |
| Cuadro 91. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio | 124 |
| Cuadro 92. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023 | 129 |
| Cuadro 93. 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... | 131 |
| Cuadro 94. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición..... | 132 |
| Cuadro 95. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas | 133 |
| Cuadro 96. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011 | 134 |

| | |
|--|------------|
| Cuadro 97. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 por elemento | 134 |
| Cuadro 98. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 por elemento..... | 135 |
| Cuadro 99. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio | 138 |
| Cuadro 100. 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..... | 139 |
| Cuadro 101. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado..... | 139 |
| Cuadro 102. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga | 140 |
| Cuadro 103. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL..... | 140 |
| Cuadro 104. 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..... | 141 |
| Cuadro 105. 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..... | 142 |
| Cuadro 106. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos..... | 143 |
| Cuadro 107. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2023 por servicio prestado en la planta. | 144 |
| Cuadro 108. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta..... | 145 |
| Cuadro 109. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas | 146 |
| Cuadro 110. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL | 147 |

| | |
|---|------------|
| Cuadro 111. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2023 | 148 |
| Cuadro 112. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2023..... | 149 |
| Cuadro 113. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023 | 150 |
| Cuadro 114. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2023 | 150 |
| Cuadro 115. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2023 | 151 |
| Cuadro 116. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de buque a buque | 152 |
| Cuadro 117. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2023 | 153 |
| Cuadro 118. Determinación de los términos de facturación finales | 154 |
| Cuadro 119. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023..... | 155 |
| Cuadro 120. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023 | 155 |
| Cuadro 121. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2023 | 155 |
| Cuadro 122. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año..... | 156 |
| Cuadro 123. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2023 | 157 |
| Cuadro 124. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario..... | 158 |
| Cuadro 125. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2023 | 159 |
| Cuadro 126. 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 2023 | 159 |
| Cuadro 127. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario | |

| | |
|---|------------|
| de demanda de 2023 de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023..... | 160 |
| Cuadro 128. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023..... | 161 |
| Cuadro 129. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023..... | 161 |
| Cuadro 130. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y para el año de gas 2023..... | 162 |
| Cuadro 131. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 | 163 |
| Cuadro 132. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones | 164 |
| Cuadro 133. Evolución durante el periodo regulatorio de peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación | 167 |
| Cuadro 134. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023 | 172 |
| Cuadro 135. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023..... | 174 |

ÍNDICE DE GRÁFICOS

| | |
|--|-----------|
| Gráfico 1. Demanda de gas natural y previsiones de demanda de gas natural para 2023 | 22 |
| Gráfico 2. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad | 58 |

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 2022, 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 pasado 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 27 de mayo de 2021, 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 2022 se establece el mencionado periodo transitorio.

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 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución y 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.

Asimismo, se ha publicado 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.

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

PÚBLICA

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 8 de abril de 2022 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.

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. 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 siete agentes a través del Consejo Consultivo de Hidrocarburos y del trámite de audiencia pública, de los cuales dos 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

En relación con los **peajes de transporte**, desde el MITERD señalan que el coste de gas de operación ha sido calculado aplicando un precio estimado de 52,94 €/MWh, valor que podría ser demasiado optimista a la vista del precio medio de 55,06 €/MWh del año natural 2021.

En relación con los **peajes de redes locales**, también se considera adecuado el resultado de aplicar la metodología, si bien en relación con los peajes transitorios (RL.5 - RL.7) indican que teniendo en cuenta que el incremento previsto se suma a la importante alza de la materia prima registrado desde agosto del año 2021, podría ser conveniente desplazar parte del incremento previsto para el año de gas 2023 a ejercicios posteriores.

En relación con los **peajes de las plantas de GNL**, desde el MITERD valoran de forma muy positiva la rebaja de los peajes de las plantas de GNL al contribuir a la reducción del coste de las importaciones de GNL, valorando especialmente útil la rebaja de los peajes de almacenamiento de GNL para favorecer la constitución de reservas en el próximo invierno.

No obstante, indican que la importante reducción de los peajes de carga en cisternas junto con el incremento de los peajes transitorios RL.5 – RL.7 aplicados a consumidores con presiones de suministro superiores a 4 bar vuelve a incentivar la desconexión de estos clientes de la red y el empleo de plantas satélite unicliente, con los consiguientes problemas de seguridad en el tráfico por carretera, incremento de emisiones de gases de efecto invernadero por su transporte y minoración de ingresos por el uso de la red gasista. Al respecto, sugieren trasladar parte del impacto a ejercicios futuros.

3.1.2. Observaciones de los reguladores de Francia y Portugal

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 a los agentes 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, al igual que en ejercicio precedentes, la previsión es conservadora e invita a su revisión.

Por otra parte, otro agente ha indicado que las previsiones del punto BIO Madrid y La Galera podrían no ser adecuadas conforme a la última información disponible.

Respecto de la **retribución** un agente ha solicitado que se incorpore el superávit previsto entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021 en los peajes del ejercicio 2023.

Por otra parte, un agente ha señalado algunas inconsistencias entre las retribuciones de transporte, distribución y regasificación de la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución y la propuesta de Resolución por la que se establecen los peajes para el año de gas 2023.

En relación con los **peajes de transporte**, un agente señala una errata en el modelo, ya que aparece el punto de entrada correspondiente al yacimiento de Aznalcázar, pero no el precio correspondiente en la pestaña de precios finales.

En relación con los **peajes de redes locales**, se indica que los agentes no han formulado observaciones.

Respecto de los **peajes de regasificación**, un agente ha señalado que las primas de las subastas de cisternas deberían imputarse a los peajes de cisternas, mientras que este mismo agente señala que el resto de las primas debería imputarse a todos los peajes excluido el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación. Adicionalmente, dicho agente solicita más transparencia con respecto al importe de las primas consideradas, considerando que se debería publicar el detalle de las primas de las diferentes subastas.

Por el contrario, otro agente indica que las primas deberían imputarse también al peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación o, al menos, debería imputarse a este peaje el desvío en las primas del ejercicio 2022, con objeto de mitigar, al menos parcialmente, los desvíos entre actividades que resultan de la Liquidación 14/2021 y que no se corrigen al destinarse el superávit a la amortización del déficit acumulado al 31 de diciembre de 2014, según lo dispuesto en la Orden TED/1022/2021.

Finalmente, un agente sugiere modificar la Circular 8/2019 para no facturar el término variable en caso de no utilización de un slot de descarga.

Respecto de los **multiplicadores**, un agente ha indicado que los multiplicadores intradiarios son excesivamente elevados.

Respecto al periodo **transitorio** un agente ha señalado que es innecesario mantener el periodo transitorio en los peajes de transporte dado que no afecta al consumidor final, mientras que otro agente ha indicado que considera muy positivo que se recoja de nuevo el periodo transitorio en la Resolución ya que

confirma que es una senda fija, dotando de mayor claridad y capacidad de previsión a los agentes.

Por último, en relación con la **cuota del GTS** un agente ha señalado que debería establecerse reglamentariamente quién es el responsable de su facturación, así como establecer la retribución para el mismo periodo que los peajes de acceso y cargos, esto es, por año de gas en lugar de por año natural.

3.2. Análisis de las alegaciones

3.2.1. Observaciones del MITERD

En relación con el coste del gas de operación incluido los **peajes de transporte**, se indica que en la presente Resolución se ha considerado el importe previsto en la Resolución de 19 de mayo, 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 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.

En relación con el aumento de **los peajes de redes locales transitorios** se indica que el periodo transitorio fue definido en la Resolución de 27 de mayo de 2021, 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 2022 y es de aplicación hasta el final del periodo regulatorio. En la presente Resolución únicamente se procede a recoger el contenido con objeto dotar de mayor seguridad jurídica a los agentes.

La propuesta de desplazar el incremento que resulta para estos peajes a ejercicios futuros, con objeto de mitigar en parte el incremento del coste de la energía, implicaría modificar la metodología de cálculo adoptada, lo que introduciría incertidumbre a los agentes sobre la evolución futura de estos peajes, sin certeza sobre si la evolución futura del coste del gas pudiera permitir incrementos más elevados de peajes en los próximos ejercicios.

Por otra parte, se indica que los incrementos de los peajes de redes locales transitorios son mitigados en parte por la reducción del resto de los peajes, tal y como se muestra en el epígrafe 10 de esta Memoria.

Finalmente, **en relación con el peligro de desconexión** señalado para estos consumidores derivado del incremento de los peajes transitorios unido a la reducción del peaje de carga en cisterna, se indica que además debiera tenerse en cuenta el aumento del coste del combustible del transporte por carretera al

que previsiblemente se enfrentan los consumidores suministrados desde plantas unicliente.

3.2.2. Observaciones de los agentes

En relación la observación relativa al **plazo de tramitación** se indica que se tendrá en cuenta para sucesivas consultas.

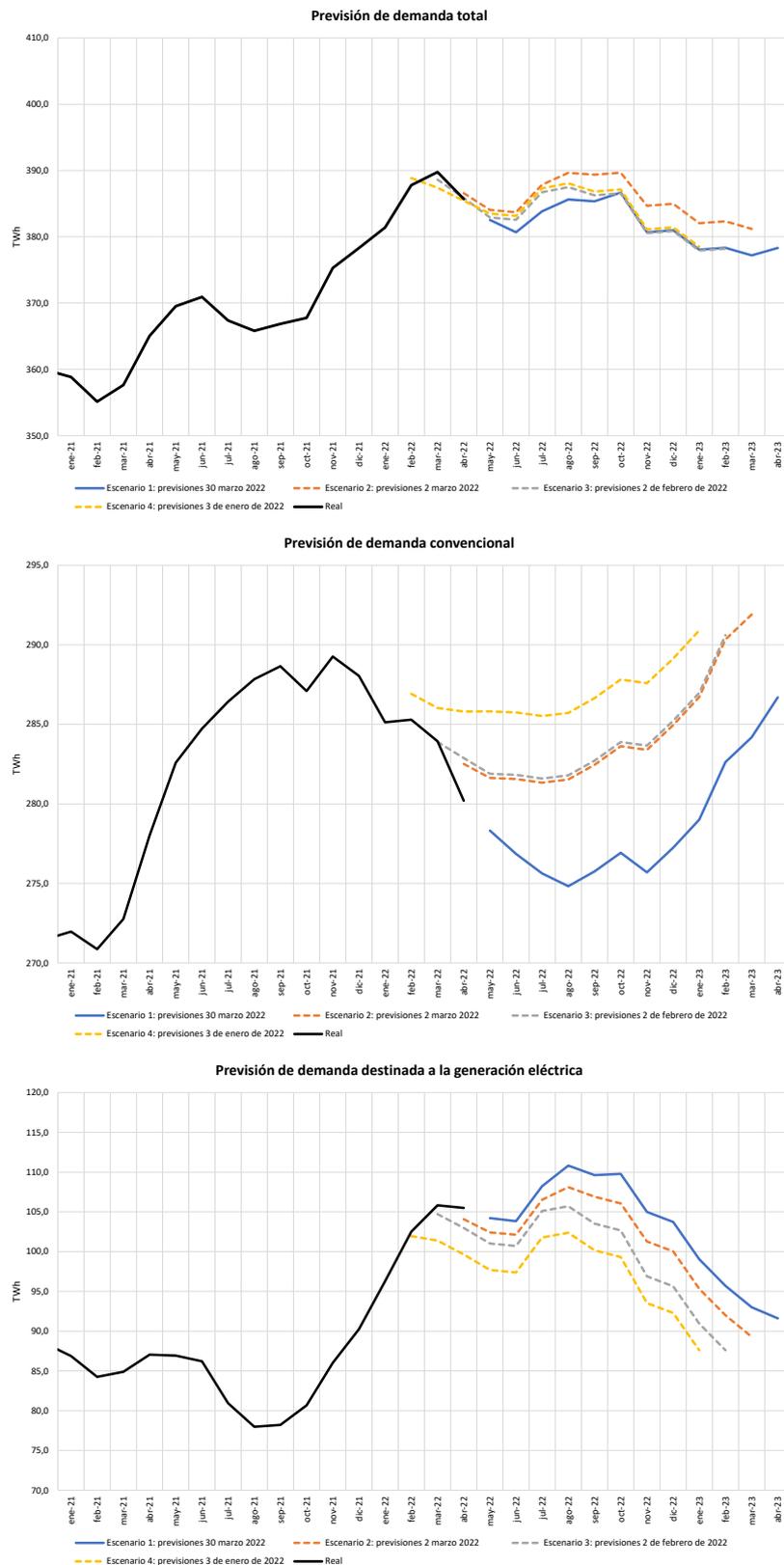
En relación con la **previsión de las variables de facturación**, se indica que, en línea con la alegación recibida y con la evolución reciente de la demanda de gas natural y de electricidad observada, se ha procedido a actualizar el escenario de la demanda de los ciclos combinados en línea con últimas previsiones del GTS.

Al respecto cabe señalar que, en las sucesivas previsiones del GTS para los próximos doce meses¹ se ha revisado la previsión de la demanda destinada a la generación eléctrica al alza, mientras que la demanda convencional se ha revisado a la baja (véase Gráfico 1).

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por revisar únicamente la previsión de demanda a la generación eléctrica.

¹ Información disponible en https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/Prevision_demanda_proximo_anio

Gráfico 1. Demanda de gas natural y previsiones de demanda de gas natural para 2023



Fuente: GTS

PÚBLICA

Asimismo, sí se ha tenido en cuenta la observación formulada en relación con las previsiones de los puntos de entrada BIO Madrid y La Galera.

Por último, también se ha actualizado la previsión de las exportaciones de gas hacia Francia, teniendo en cuenta que el volumen previsto para el cierre del año de gas 2022 se ha visto superado por la última información disponible.

En relación la **retribución** considerada en la determinación de los peajes, se indica, por una parte, que se ha actualizado en coherencia con la Resolución² por la que se establece la retribución para 2023 y, por otra parte, que no es posible atender a la alegación de aplicar el superávit de la liquidación 2021 en la determinación de los peajes del ejercicio 2023 debido a que lo impide la normativa vigente (véase epígrafe 6.1).

En relación con los **peajes de transporte**, se indica que atendiendo a la observación formulada se ha incluido en el modelo Excel el precio del peaje de entrada por Aznalcázar.

En relación con los **peajes de regasificación**, se indica que atendiendo a las alegaciones recibidas a la propuesta de Resolución de peajes para el año de gas 2022, se modificó el tratamiento de las primas de las subastas, de forma que se imputan a los peajes por prestación de servicios, excluido el peaje de otros costes de regasificación, por lo que no se considera adecuado modificarlo de nuevo ya que ello introduciría incertidumbre al resto de los agentes.

Por otra parte, en relación con la mayor transparencia sobre la procedencia de las primas se indica que conforme al punto sexto del Anexo de la Resolución de asignación de capacidad³ el GTS publica los resultados de las subastas una vez finalizadas, indicando la cantidad agregada de capacidad asignada y el precio de adjudicación, siempre que el número de adjudicatarios sea igual o superior a 3. La información de carácter público puede ser consultada en la página web del GTS⁴.

² 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, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8559>

³ Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4466>

⁴ Disponible en https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/Contratacion_de_Capacidad/Productos_de_Capacidad

En relación con los **multiplicadores** aplicables a los contratos de corto plazo se indica que se han calculado conforme a la metodología establecida en los artículos 14 y 32 de la Circular 6/2020 y, por tanto, no es posible atender a alegación que solicita su modificación.

En relación con el **periodo transitorio**, no procede su eliminación para el peaje de transporte, en la medida en que la metodología se ha fijado hasta el final del periodo regulatorio y únicamente se replica en la presente resolución su contenido para dar mayor certidumbre a los agentes.

Adicionalmente, respecto al periodo transitorio del reparto de la retribución entrada-salida, ya se indicó en la Memoria que acompañó a la Resolución de 21 de diciembre, que *“entendiendo que, si bien el impacto sobre los consumidores se compensa y no sería necesario trasladarlo gradualmente, se produce un impacto relevante sobre otros agentes y, particularmente, atendiendo a las consideraciones de ERSE, la Autoridad Reguladora portuguesa.”*

Finalmente, respecto de la sugerencia de establecer la retribución del GTS para el año de gas, en lugar de para el año natural, y determinar el agente responsable de la facturación de la cuota, se señala que excede el ámbito de la presente Resolución.

No obstante, se indica que en el calendario de Circulares normativas⁵ previstas para 2022 se recoge la previsión de modificar la Circular 1/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista a efectos de establecer la retribución del GTS de año natural a año de gas.

4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

A continuación, se presenta las variables de facturación registradas para el año de gas 2021 (octubre 2020-septiembre de 2021) y las previstas por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 (octubre 2021- septiembre de 2022) y 2023 (octubre 2022- septiembre 2023) desagregadas por peaje de salida de las redes de transporte y distribución, así como las variables de facturación previstas para

⁵ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/2022_Calendario_circular_es_energia.pdf

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 2021 tienen en cuenta la información registrada en la Liquidación definitiva de 2020 y la Liquidación provisional 11/2021, 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 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 2022 y 2023, así como la previsión de su evolución hasta el final del periodo regulatorio.

4.1. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2022

En el Cuadro 1 se muestran el consumo, el número de clientes y la capacidad contratada equivalente registrados en el año de gas 2021, según la última información disponible y la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022. Se estima que la demanda prevista para el cierre del ejercicio aumentará un 7,9% respecto de la demanda registrada en el año de gas 2021, motivado fundamentalmente por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica (41,0%), compensado por la contracción de la demanda convencional (-1,4%) (véase Cuadro 1).

Asimismo, se espera un incremento de la capacidad contratada equivalente del 2,3%, motivada fundamentalmente por el aumento de la capacidad contratada de los ciclos combinados, parcialmente compensada por la reducción de la capacidad del resto de consumidores. Se indica que el menor aumento de la capacidad contratada equivalente respecto del aumento registrado por la demanda respecto del año de gas 2021 se explica por el ajuste esperado en la capacidad contratada, como consecuencia de la eliminación de la flexibilidad del 85%-105%, por la reducción de los multiplicadores de corto plazo y por las medidas de flexibilidad de la capacidad introducida por la disposición adicional quinta del Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre⁶.

⁶ 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

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 2022

| Tipo de consumo | Año de gas 2021 | | | Año de gas 2022 | | | % variación 2022 sobre 2021 | | |
|-----------------------------|------------------|--|--------------------|------------------|--|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|--------------|
| | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente | Volumen |
| Generación eléctrica | 40 | 465.820.168 | 78.516.577 | 39 | 537.848.782 | 110.718.323 | -2,5% | 15,5% | 41,0% |
| Península | 37 | 399.878.568 | 70.363.158 | 36 | 471.907.182 | 100.436.323 | -2,7% | 18,0% | 42,7% |
| Baleares | 3 | 65.941.600 | 8.153.419 | 3 | 65.941.600 | 10.282.000 | 0,0% | 0,0% | 26,1% |
| Convencional | 7.978.047 | 1.252.850.404 | 273.658.388 | 8.040.386 | 1.219.908.194 | 269.715.286 | 0,8% | -2,6% | -1,4% |
| P > 60 bar | 84 | 238.319.768 | 70.000.736 | 84 | 233.776.754 | 69.075.035 | 0,0% | -1,9% | -1,3% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 159 | 123.063.594 | 34.964.329 | 158 | 119.270.118 | 34.026.423 | -0,7% | -3,1% | -2,7% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 3.672 | 378.012.032 | 97.747.800 | 3.685 | 376.771.878 | 96.753.923 | 0,3% | -0,3% | -1,0% |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 7.811.610 | 504.531.030 | 69.645.166 | 7.869.295 | 481.651.576 | 68.528.597 | 0,7% | -4,5% | -1,6% |
| P ≤ 4 bar (PS) | 162.522 | 8.923.981 | 1.300.356 | 167.165 | 8.437.867 | 1.331.308 | 2,9% | -5,4% | 2,4% |
| Plantas unificante | | | 11.830.291 | | | 12.321.932 | | | 4,2% |
| Total | 7.978.087 | 1.718.670.572 | 364.005.257 | 8.040.425 | 1.757.756.975 | 392.755.541 | 0,8% | 2,3% | 7,9% |

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 2022 desagregada por grupo tarifario

| Peaje | Volumen anual (kWh) | Año de gas 2021 | | | Año de gas 2022 | | | % variación 2022 sobre 2021 | | |
|--------------|-------------------------------|------------------|--|--------------------|------------------|--|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|
| | | 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 | 4.699.111 | 86.579.784 | 11.833.405 | 4.667.500 | 83.441.389 | 11.405.099 | -0,7% | -3,6% | -3,6% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.811.732 | 175.406.219 | 21.387.620 | 2.896.189 | 175.306.438 | 21.375.487 | 3,0% | -0,1% | -0,1% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 386.312 | 60.317.938 | 7.351.760 | 394.098 | 59.717.787 | 7.278.836 | 2,0% | -1,0% | -1,0% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 55.542 | 49.053.331 | 7.449.338 | 57.142 | 48.860.127 | 7.439.947 | 2,9% | -0,4% | -0,1% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 20.699 | 92.963.478 | 13.454.946 | 20.832 | 81.133.330 | 13.530.963 | 0,7% | -12,7% | 0,6% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.263 | 32.049.788 | 5.802.764 | 2.270 | 27.891.245 | 5.819.946 | 0,3% | -13,0% | 0,3% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 1.161 | 49.144.156 | 9.696.299 | 1.128 | 45.451.604 | 9.012.719 | -2,9% | -7,5% | -7,0% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 685 | 86.625.253 | 18.868.776 | 678 | 89.803.283 | 18.615.182 | -0,9% | 3,7% | -1,3% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 303 | 105.348.925 | 27.154.822 | 303 | 103.144.263 | 26.850.336 | -0,1% | -2,1% | -1,1% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 186 | 175.642.720 | 48.925.284 | 184 | 171.191.806 | 48.550.932 | -1,2% | -2,5% | -0,8% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 102 | 805.538.980 | 180.249.950 | 102 | 871.815.702 | 210.554.162 | 0,1% | 8,2% | 16,8% |
| Total | | 7.978.087 | 1.718.670.572 | 352.174.965 | 8.040.425 | 1.757.756.975 | 380.433.609 | 0,8% | 2,3% | 8,0% |

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 2022.

de energías renovables, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-21096

Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2022

| Servicio prestado por la instalación | Año de gas 2021 | | | Año de gas 2022 | | | % variación 2022 sobre 2021 | | |
|--|----------------------|--|--------------|----------------------|--|--------------|-----------------------------|------------------------------|--------------|
| | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen | Caudal facturado equivalente | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | 209.076.330 | | 324 | 301.775.019 | | 316 | 44,3% | | -2,5% |
| S (T < 40.000 m3 de GNL) | 1.429.147 | | 5 | - | | - | -100,0% | | -100,0% |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 10.121.145 | | 22 | 4.950.000 | | 10 | -51,1% | | -54,5% |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 120.138.391 | | 218 | 138.377.000 | | 144 | 15,2% | | -33,9% |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 77.387.647 | | 79 | 157.888.019 | | 161 | 104,0% | | 103,8% |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | - | | - | 560.000 | | 1 | | | |
| Almacenamiento de GNL | 2.971.725.630 | 13.414.768 | | 4.572.615.970 | 19.691.626 | | 53,9% | 46,8% | |
| Vaporización | 167.046.173 | 554.231 | | 262.761.342 | 940.269 | | 57,3% | 69,7% | |
| Carga en Cisternas | 14.429.220 | 68.059 | | 14.818.665 | 67.239 | | 2,7% | -1,2% | |
| Trasvase de GNL planta a buque | 14.247.975 | | 47 | 19.742.413 | | 54 | 38,6% | | 14,9% |
| Puesta en frío | 188.288 | | 9 | 176.898 | | 9 | -6,0% | | 0,0% |
| Trasvase de buque a buque | - | | - | - | | - | | | |
| Liquefacción Virtual | | 85 | | | 52 | | | -38,2% | |

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

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 2022.

Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2022 desagregada por punto de entrada

| Puntos de entrada | Año de gas 2021 | | | Año de gas 2022 | | | % variación 2022 sobre 2021 | | |
|---------------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------|
| | 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 |
| Conexión Internacional | 191.672.202 | 800.049 | 65,6% | 152.010.601 | 601.520 | 69,2% | -21% | -25% | 5% |
| CI Tarifa | 74.842.341 | 244.981 | 83,7% | 4.345.626 | 31.350 | 38,0% | -94% | -87% | -55% |
| CI Almería | 86.451.057 | 281.046 | 84,3% | 100.475.558 | 330.257 | 83,4% | 16% | 18% | -1% |
| VIP Pirineos | 27.046.415 | 249.392 | 29,7% | 42.108.669 | 215.694 | 53,5% | 56% | -14% | 80% |
| VIP Ibérico | 3.332.390 | 24.630 | 37,1% | 5.080.749 | 24.218 | 57,5% | 52% | -2% | 55% |
| Desde planta de regasificación | 167.046.173 | 619.798 | 73,8% | 262.761.342 | 935.674 | 76,9% | 57% | 51% | 4% |
| Barcelona | 27.040.418 | 100.329 | 73,8% | 39.437.366 | 140.434 | 76,9% | 46% | 40% | 4% |
| Cartagena | 24.105.701 | 89.440 | 73,8% | 41.451.331 | 147.605 | 76,9% | 72% | 65% | 4% |
| Huelva | 34.684.830 | 128.692 | 73,8% | 54.928.923 | 195.598 | 76,9% | 58% | 52% | 4% |
| Bilbao | 38.106.863 | 141.389 | 73,8% | 63.030.472 | 224.447 | 76,9% | 65% | 59% | 4% |
| Sagunto | 17.985.326 | 66.732 | 73,8% | 33.514.098 | 119.341 | 76,9% | 86% | 79% | 4% |
| Mugardos | 25.123.036 | 93.215 | 73,8% | 30.399.152 | 108.249 | 76,9% | 21% | 16% | 4% |
| Desde AA.SS. | 12.270.700 | 112.766 | 29,8% | 8.785.848 | 41.655 | 57,8% | -28% | -63% | 94% |
| Serrablo | 3.707.260 | 37.914 | 26,8% | 2.506.948 | 12.123 | 56,7% | -32% | -68% | 111% |
| Gaviota | 5.128.711 | 43.884 | 32,0% | 3.519.287 | 16.431 | 58,7% | -31% | -63% | 83% |
| Yela | 3.434.717 | 30.968 | 30,4% | 2.729.013 | 12.967 | 57,7% | -21% | -58% | 90% |
| Marismas | 13 | 1 | 3,4% | 30.600 | 133 | 63,2% | 244641% | 12968% | 1773% |
| Desde yacimientos | 442.237 | 2.443 | 49,6% | 45.347 | 309 | 40,2% | -90% | -87% | -19% |
| Yac. Marismas | - | - | - | - | - | - | | | |
| Yac. Aznalcázar | 17.080 | 123 | 38,2% | 750 | 140 | 1,5% | | | |
| Yac. Poseidon | 66.775 | 678 | 27,0% | - | - | - | -100% | -100% | |
| Yac. Viura | 358.383 | 1.642 | 59,8% | 44.597 | 168 | 72,6% | -88% | -90% | 21% |
| Desde plantas de Biogás | 106.274 | 391 | 74,5% | 147.565 | 509 | 79,5% | | | |
| BIO Madrid | 106.274 | 391 | 74,5% | 147.565 | 509 | 79,5% | 39% | 30% | 7% |
| BIO La Galera (15.03A) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Tudela (26A) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Mascaraque (F25) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - | - | - | | | |
| TOTAL | 371.537.586 | 1.535.446 | 66,3% | 423.750.703 | 1.579.666 | 73,5% | 14% | 3% | 11% |

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 2022 desagregada por punto de salida

| Puntos de Salida | Año de gas 2021 | | | Año de gas 2022 | | | % variación 2022 sobre 2021 | | |
|-----------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------|
| | 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 |
| Conexión Internacional | 19.956.577 | 170.664 | 32,0% | 30.188.754 | 227.588 | 36,3% | 51% | 33% | 13% |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| VIP Pirineos | 14.272.317 | 126.989 | 30,8% | 27.179.250 | 213.186 | 34,9% | 90% | 68% | 13% |
| VIP Ibérico | 5.684.260 | 43.675 | 35,7% | 3.009.504 | 14.402 | 57,3% | -47% | -67% | 61% |
| Planta de regasificación | 7.850 | 69 | 31,1% | 8.870 | 69 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Barcelona | 1.271 | 11 | 31,1% | 1.436 | 11 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Cartagena | 1.133 | 10 | 31,1% | 1.280 | 10 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Huelva | 1.630 | 14 | 31,1% | 1.842 | 14 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Bilbao | 1.791 | 16 | 31,1% | 2.023 | 16 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Sagunto | 845 | 7 | 31,1% | 955 | 7 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Mugardos | 1.181 | 10 | 31,1% | 1.334 | 10 | 35,1% | 13% | 0% | 13% |
| Almacenamiento Subterráneo | 4.914.976 | 47.705 | 28,2% | 12.235.523 | 58.714 | 57,1% | 149% | 23% | 102% |
| Serrabio | 1.662.278 | 11.704 | 38,9% | 4.256.665 | 22.143 | 52,7% | 156% | 89% | 35% |
| Gaviota | 738.800 | 16.208 | 12,5% | 3.814.733 | 17.214 | 60,7% | 416% | 6% | 386% |
| Yela | 2.356.335 | 18.516 | 34,9% | 4.164.125 | 19.357 | 58,9% | 77% | 5% | 69% |
| Marismas | 157.563 | 1.278 | 33,8% | - | - | - | -100% | -100% | - |
| Salida nacional (2) | 350.874.609 | 1.709.747 | 56,2% | 379.102.301 | 1.749.319 | 59,4% | 8% | 2% | 6% |
| P > 60 bar | 148.299.985 | 703.278 | 57,8% | 179.483.143 | 770.385 | 63,8% | 21% | 10% | 10% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.964.329 | 123.064 | 77,8% | 34.026.423 | 119.270 | 78,2% | -3% | -3% | 0% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.965.129 | 378.874 | 70,8% | 97.064.137 | 378.012 | 70,3% | -1% | 0% | -1% |
| P ≤ 4 bar | 69.645.166 | 504.531 | 37,8% | 68.528.597 | 481.652 | 39,0% | -2% | -5% | 3% |
| TOTAL | 375.754.012 | 1.928.185 | 53,4% | 421.535.448 | 2.035.690 | 56,7% | 12% | 6% | 6% |

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

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

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 2023 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 2023 alcanzará los 403,7 TWh, un 2,8% superior a la demanda prevista para el cierre del año de gas 2022, motivado por el aumento de la demanda de todos los grupos tarifarios, con la excepción de la demanda destinada a la generación eléctrica de Baleares. El aumento más significativo se registra en la demanda destinada a la generación eléctrica peninsular, motivado porque se espera un aumento de las exportaciones de electricidad, que será cubierto con mayor producción de ciclos combinados. Por el contrario, se espera un menor funcionamiento de los ciclos combinados de baleares respecto del cierre del ejercicio 2022 motivado porque la reducción de precios de mercado tendrá como consecuencia que el enlace de la península con Baleares vuelva a los niveles de funcionamiento habituales.

En línea con la previsión de demanda, se estima que en 2023 la capacidad contratada destinada a la generación eléctrica aumentará un 3,5% respecto de la prevista para el cierre del año de gas 2022, mientras que la capacidad

contratada de la demanda convencional aumentará el 2,2%. Como resultado la capacidad contratada prevista para el ejercicio 2023 aumentará un 3,2% respecto de la prevista para el cierre de 2022.

Por grupo tarifario, se prevén incrementos tanto de la demanda como de la capacidad contratada en todos los peajes.

Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023

| Tipo de consumo | Año de gas 2022 | | | Año de gas 2023 | | | % variación 2023 sobre 2022 | | |
|-----------------------------|------------------|--|--------------------|------------------|--|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|
| | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente | Volumen |
| Generación eléctrica | 39 | 537.848.782 | 110.718.323 | 39 | 566.984.281 | 114.550.000 | 0,0% | 5,4% | 3,5% |
| Península | 36 | 471.907.182 | 100.436.323 | 36 | 501.042.681 | 106.623.500 | 0,0% | 6,2% | 6,2% |
| Balears | 3 | 65.941.600 | 10.282.000 | 3 | 65.941.600 | 7.926.500 | 0,0% | 0,0% | -22,9% |
| Convencional | 8.040.386 | 1.219.908.194 | 269.715.286 | 8.103.568 | 1.247.124.086 | 276.528.722 | 0,8% | 2,2% | 2,5% |
| P > 60 bar | 84 | 233.776.754 | 69.075.035 | 84 | 239.900.933 | 70.884.573 | 0,0% | 2,6% | 2,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 158 | 119.270.118 | 34.026.423 | 161 | 123.339.289 | 35.186.703 | 2,0% | 3,4% | 3,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 3.685 | 376.771.878 | 96.753.923 | 3.834 | 388.609.107 | 99.792.347 | 4,0% | 3,1% | 3,1% |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 7.869.295 | 481.651.576 | 68.528.597 | 7.928.339 | 486.636.509 | 69.301.120 | 0,8% | 1,0% | 1,1% |
| P ≤ 4 bar (PS) | 167.165 | 8.437.867 | 1.331.308 | 171.150 | 8.638.248 | 1.363.978 | 2,4% | 2,4% | 2,5% |
| Plantas univalente | | | 12.321.932 | | | 12.605.802 | | | 2,3% |
| Total | 8.040.425 | 1.757.756.975 | 392.755.541 | 8.103.607 | 1.814.108.366 | 403.684.524 | 0,8% | 3,2% | 2,8% |

Fuente: CNMC

Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, desagregado por grupo tarifario

| Peaje | Volumen anual (kWh) | Año de gas 2022 | | | Año de gas 2023 | | | % variación 2023 sobre 2022 | | |
|--------------|-------------------------------|------------------|--|--------------------|------------------|--|--------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------|
| | | 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 | 4.667.500 | 83.441.389 | 11.405.099 | 4.701.485 | 84.037.789 | 11.485.911 | 0,7% | 0,7% | 0,7% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.896.189 | 175.306.438 | 21.375.487 | 2.921.366 | 176.836.578 | 21.561.958 | 0,9% | 0,9% | 0,9% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 394.098 | 59.717.787 | 7.278.836 | 396.986 | 60.168.511 | 7.333.060 | 0,7% | 0,8% | 0,7% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 57.142 | 48.860.127 | 7.439.947 | 57.944 | 49.658.629 | 7.550.349 | 1,4% | 1,6% | 1,5% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 20.832 | 81.133.330 | 13.530.963 | 21.011 | 81.935.198 | 13.679.540 | 0,9% | 1,0% | 1,1% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.270 | 27.891.245 | 5.819.946 | 2.325 | 28.860.106 | 6.018.890 | 2,4% | 3,5% | 3,4% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 1.128 | 45.451.604 | 9.012.719 | 1.175 | 46.722.330 | 9.264.687 | 4,2% | 2,8% | 2,8% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 678 | 89.803.283 | 18.615.182 | 709 | 92.177.550 | 19.106.911 | 4,6% | 2,6% | 2,6% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 303 | 103.144.263 | 26.850.336 | 311 | 107.464.257 | 27.972.682 | 2,8% | 4,2% | 4,2% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 184 | 171.191.806 | 48.550.932 | 190 | 175.717.459 | 49.827.110 | 3,6% | 2,6% | 2,6% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 102 | 871.815.702 | 210.554.162 | 103 | 910.529.959 | 217.277.625 | 1,1% | 4,4% | 3,2% |
| Total | | 8.040.425 | 1.757.756.975 | 390.433.609 | 8.103.607 | 1.814.108.366 | 391.078.722 | 0,8% | 3,2% | 2,8% |

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 2023.

Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023

| Servicio prestado por la instalación | Año de gas 2022 | | | Año de gas 2023 | | | % variación 2022 sobre 2023 | | |
|--|----------------------|--|--------------|----------------------|--|--------------|-----------------------------|------------------------------|--------------|
| | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen | Caudal facturado equivalente | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | 301.775.019 | | 316 | 286.922.422 | | 331 | -4,9% | | 4,7% |
| S (T < 40.000 m3 de GNL) | - | | - | - | | - | | | |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 4.950.000 | | 10 | 12.700.161 | | 26 | 156,6% | | 160,0% |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 138.377.000 | | 144 | 180.956.197 | | 209 | 30,8% | | 45,1% |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 157.888.019 | | 161 | 93.266.063 | | 96 | -40,9% | | -40,4% |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 560.000 | | 1 | - | | - | -100,0% | | -100,0% |
| Almacenamiento de GNL | 4.572.615.970 | 19.691.626 | | 4.618.871.951 | 19.674.242 | | 1,0% | -0,1% | |
| Vaporización | 262.761.342 | 940.269 | | 265.419.402 | 951.830 | | 1,0% | 1,2% | |
| Carga en Cisternas | 14.818.665 | 67.239 | | 15.514.473 | 72.584 | | 4,7% | 7,9% | |
| Trasvase de GNL planta a buque | 19.742.413 | | 54 | 19.742.413 | | 54 | 0,0% | | 0,0% |
| Trasvase de buque a buque | - | | - | - | | - | | | |
| Puesta en frío | 176.898 | | 9 | 176.898 | | 9 | 0,0% | | 0,0% |
| Liquefacción Virtual | | 52 | | | 52 | | | -0,7% | |

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 9 y en el Cuadro 10 se muestran el volumen y la capacidad contratada de entrada a la red de transporte previstos para el año de gas 2023.

Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para el año de gas 2023 desagregado por punto de entrada

| Puntos de entrada | Año de gas 2022 | | | Año de gas 2023 | | | % variación 2023 sobre 2022 | | |
|---------------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|-----------------------------|----------------------------------|-----------------|
| | 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 |
| Conexión Internacional | 152.010.601 | 601.520 | 69,2% | 156.614.721 | 585.134 | 73,3% | 3,0% | -2,7% | 5,9% |
| CI Tarifa | 4.345.626 | 31.350 | 38,0% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| CI Almería | 100.475.558 | 330.257 | 83,4% | 106.452.196 | 349.736 | 83,4% | 5,9% | -5,9% | 0,0% |
| VIP Pirineos | 42.108.669 | 215.694 | 53,5% | 44.613.440 | 214.772 | 56,9% | 5,9% | -0,4% | 6,4% |
| VIP Ibérico | 5.080.749 | 24.218 | 57,5% | 5.549.086 | 20.626 | 73,7% | 9,2% | -14,8% | 28,2% |
| Desde planta de regasificación | 262.761.342 | 935.674 | 76,9% | 265.419.402 | 933.847 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Barcelona | 39.437.366 | 140.434 | 76,9% | 39.836.309 | 140.159 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Cartagena | 41.451.331 | 147.605 | 76,9% | 41.870.648 | 147.317 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Huelva | 54.928.923 | 195.598 | 76,9% | 55.484.577 | 195.216 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Bilbao | 63.030.472 | 224.447 | 76,9% | 63.668.080 | 224.009 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Sagunto | 33.514.098 | 119.341 | 76,9% | 33.853.122 | 119.108 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Mugardos | 30.399.152 | 108.249 | 76,9% | 30.706.666 | 108.038 | 77,9% | 1,0% | -0,2% | 1,2% |
| Desde AA.SS. | 8.785.848 | 41.655 | 57,8% | 9.207.881 | 40.539 | 62,2% | 4,8% | -2,7% | 7,7% |
| Serrablo | 2.506.948 | 12.123 | 56,7% | 2.587.950 | 11.446 | 61,9% | 3,2% | -5,6% | 9,3% |
| Gaviota | 3.519.287 | 16.431 | 58,7% | 3.252.534 | 14.270 | 62,4% | -7,6% | -13,2% | 6,4% |
| Yela | 2.729.013 | 12.967 | 57,7% | 3.327.670 | 14.661 | 62,2% | 21,9% | 13,1% | 7,9% |
| Marismas | 30.600 | 133 | 63,2% | 39.728 | 161 | 67,4% | 29,8% | 21,7% | 6,7% |
| Desde yacimientos | 45.347 | 309 | 40,2% | 50.469 | 327 | 42,3% | 11,3% | 5,8% | 5,1% |
| Yac. Marismas | - | - | - | - | - | - | | | |
| Yac. Aznalcázar | 750 | 140 | 1,5% | 750 | 140 | 1,5% | | | |
| Yac. Poseidon | - | - | - | - | - | - | | | |
| Yac. Viura | 44.597 | 168 | 72,6% | 49.719 | 187 | 72,8% | 11,5% | 11,1% | 0,4% |
| Desde plantas de Biogás | 147.565 | 509 | 79,5% | 223.000 | 762 | 80,2% | | | |
| BIO Madrid | 147.565 | 509 | 79,5% | 183.000 | 625 | 80,2% | 24,0% | 22,9% | 0,9% |
| BIO La Galera (15.03A) | - | - | - | 40.000 | 137 | 80,2% | | | |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Mascarague (F25) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - | - | - | | | |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - | - | - | | | |
| TOTAL | 423.750.703 | 1.579.666 | 73,5% | 431.515.473 | 1.580.609 | 75,8% | 1,8% | -1,2% | 3,1% |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el año de gas 2023

| Puntos de Salida | 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 |
|-----------------------------------|--------------------|--|---------------------|--------------------|--|---------------------|---------------|----------------------------------|-----------------|
| Conexión Internacional | 30.188.754 | 227.588 | 36,3% | 30.280.237 | 227.588 | 36,5% | 0,3% | 0,0% | 0,3% |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| VIP Pirineos | 27.179.250 | 213.186 | 34,9% | 27.179.250 | 213.186 | 34,9% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| VIP Ibérico | 3.009.504 | 14.402 | 57,3% | 3.100.987 | 14.402 | 59,0% | 3,0% | 0,0% | 3,0% |
| Planta de regasificación | 8.870 | 69 | 35,1% | 8.870 | 69 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Barcelona | 1.436 | 11 | 35,1% | 1.436 | 11 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Cartagena | 1.280 | 10 | 35,1% | 1.280 | 10 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Huelva | 1.842 | 14 | 35,1% | 1.842 | 14 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Bilbao | 2.023 | 16 | 35,1% | 2.023 | 16 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Sagunto | 955 | 7 | 35,1% | 955 | 7 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Mugardos | 1.334 | 10 | 35,1% | 1.334 | 10 | 35,1% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Almacenamiento Subterráneo | 12.235.523 | 58.714 | 57,1% | 9.865.532 | 46.312 | 58,4% | -19,4% | -21,1% | 2,2% |
| Serrabio | 4.256.665 | 22.143 | 52,7% | 3.591.156 | 16.932 | 58,1% | -15,6% | -23,5% | 10,3% |
| Gaviota | 3.814.733 | 17.214 | 60,7% | 2.492.944 | 11.446 | 59,7% | -34,6% | -33,5% | -1,7% |
| Yela | 4.164.125 | 19.357 | 58,9% | 3.781.431 | 17.934 | 57,8% | -9,2% | -7,4% | -2,0% |
| Marismas | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Salida nacional (t) | 379.102.301 | 1.749.319 | 59,4% | 389.714.744 | 1.805.470 | 59,1% | 2,8% | 3,2% | -0,4% |
| P > 60 bar | 179.483.143 | 770.385 | 63,8% | 185.105.249 | 805.568 | 63,0% | 3,1% | 4,6% | -1,4% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 34.026.423 | 119.270 | 78,2% | 35.186.703 | 123.339 | 78,2% | 3,4% | 3,4% | 0,0% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 97.064.137 | 378.012 | 70,3% | 100.121.672 | 389.926 | 70,3% | 3,2% | 3,2% | 0,0% |
| P ≤ 4 bar | 68.528.597 | 481.652 | 39,0% | 69.301.120 | 486.637 | 39,0% | 1,1% | 1,0% | 0,1% |
| TOTAL | 421.535.448 | 2.035.690 | 56,7% | 429.869.383 | 2.079.439 | 56,6% | 2,0% | 2,1% | -0,2% |

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 23 de febrero se publicó la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución⁷ (en adelante, Resolución de retribución 2021).

⁷ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815

Asimismo, 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 natural⁸ (en adelante, Resolución de retribución 2022).

Por último, se ha publicado 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 de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2023).

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

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 las retribuciones e ingresos de ejercicios anteriores.

En los epígrafes siguientes se comparan las previsiones implícitas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2021 y 2022 con objeto de incorporar, en su caso, los desvíos que correspondan en la determinación de los peajes del ejercicio 2023.

6.1. Previsión de cierre del año de gas 2021

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, cabe señalar que tras el traspaso de las competencias en materia de retribución y peajes introducidas en el Real Decreto-ley 1/2019, y tras la aprobación de las correspondientes circulares por la que se determina la metodología de cálculo de la retribución de las actividades de transporte, distribución y regasificación,

⁸ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274

se pasa de año natural a año de gas, siendo el año de gas 2021 el primer año de aplicación desde el punto de vista de los peajes y el año de gas 2022 el primer año de aplicación desde el punto de vista de la retribución.

Esta diferente implementación del año de gas entre retribución y peajes viene condicionada por la entrada en vigor de 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 natural⁹, que determina la aplicación de un nuevo mecanismo de contratación de capacidad en las entradas a partir del 1 de octubre de 2020.

En coherencia con la Circular 8/2019, la disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, de 22 de julio, prevé la implementación de la nueva estructura de peajes de regasificación a partir del 1 de octubre de 2020, retrasando hasta el 1 de octubre de 2022 la aplicación de la nueva estructura de peajes de aplicación a los consumidores finales, una vez se dispusiera de la metodología de cálculo de los cargos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Resolución de 22 de septiembre de 2020, 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 de octubre 2020 a septiembre 2021¹⁰ (en adelante, Resolución de peajes 2021) establece los peajes de acceso de la actividad de regasificación de aplicación a partir del 1 de octubre de 2020, conforme a la metodología y estructura establecidas en la Circular 6/2020 y la variación de los peajes de transporte y distribución conforme a la metodología de la Circular 6/2020 manteniendo la estructura de precios establecida en el Real Decreto 949/2002.

En la determinación de los peajes del año de gas 2021 se tuvo en cuenta la cuarta parte de la retribución del año 2020, establecida en la Resolución de 18 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año 2020 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución y la mejor estimación de retribución que resulta para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de aplicar 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

⁹ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18397>

¹⁰ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-11272

las plantas de gas natural licuado¹¹ 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 de retribución de la distribución de gas natural¹².

Tal y como se recogió en la memoria justificativa que acompañó a la Resolución de peajes 2021, la publicación de los valores de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación, transporte y distribución antes de la publicación de las correspondientes resoluciones por las que se establece la retribución de la actividad para el año 2021 se debió a (i) la urgente necesidad de disponer de los precios de los peajes de regasificación con antelación respecto de su entrada en vigor (el 1 de octubre de 2020), (ii) la provisionalidad de la retribución por continuidad de suministro y (iii) que la Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado se encontraba en fase de tramitación.

Teniendo en cuenta la provisionalidad de la retribución implícita en los peajes, la Resolución de peajes 2021 preveía la posibilidad de actualizar los precios una vez iniciado el año de gas, al objeto de garantizar la sostenibilidad del sistema, y a su vez de conformidad con el artículo 37 de la Circular 6/2020.

El 16 de diciembre de 2020 fue publicada en el BOE la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026, y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado¹³.

Una vez aprobada la citada Circular 8/2020, fue publicada la Resolución de 11 de febrero de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución¹⁴.

¹¹ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-18398>

¹² Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-4266>

¹³ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-16260>

¹⁴ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-2815

Con ocasión del establecimiento de peajes para el año de gas 2022, en mayo de 2021 se valoró la posibilidad de actualizar los precios de los peajes del ejercicio 2021, concluyéndose que, por un principio de prudencia, no se consideraba oportuna su actualización¹⁵.

Con posterioridad, la 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 gasista¹⁶ establece en su disposición transitoria primera que la liquidación definitiva de ingresos y costes correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 30 de septiembre de 2021 se aprobará con anterioridad al 1 de septiembre de 2022 y que en el caso de que en esta liquidación se generara un superávit, este se destinará a la amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014.

El 25 de noviembre de 2021 fue aprobada la Liquidación definitiva de las Actividades Reguladas del Sector Gas Natural correspondiente al ejercicio 2020¹⁷, en la que se registró un superávit de 186.691.201,04 €. El superávit de la liquidación definitiva del ejercicio 2020 ha sido destinado a la amortización anticipada del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014. El importe pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2021 del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 tras la amortización parcial anticipada asciende a 151.398.943,36 €.

El pasado 13 de enero de 2022 fue aprobada por la Sala de Supervisión regulatoria la Liquidación Provisional nº 11 de las Actividades Reguladas del Sector Gas¹⁸. En esta liquidación provisional 11/2021 se ha registrado un superávit de 143.433.065,46 €. Este superávit, minorado por los ajustes que se establecidos en la resolución de retribución 2023, se destinará a la amortización del déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, conforme establece la citada disposición transitoria primera de la Orden TED/1022/2021.

Teniendo en cuenta lo anterior, no procede la incorporación de desvíos de ingresos y costes del año de gas 2021.

¹⁵ Para mayor detalle véase memoria que acompaña a 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, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/rapde00720>

¹⁶ Disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-15776>

¹⁷ Disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3851193_19.pdf

¹⁸ Disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/liqde00321>

No obstante lo anterior, a efectos ilustrativos a continuación se muestra el desvío de demanda, ingresos y costes registrados en el año de gas 2021. Se indica que, como se ha comentado, dado que los peajes se establecieron para el año de gas, mientras que la retribución y la liquidación de actividades reguladas se mantuvieron por año natural, se ha desagregado la comparación en dos periodos: el comprendido entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020 y el comprendido entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2021.

En relación con lo anterior, cabe señalar que las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 implícitas en la Resolución de peajes resultan de ponderar la previsión anual para el cierre del ejercicio 2020 y 2021 por el número de días que de cada uno de los años incluye en el año de gas, por lo que no tiene en cuenta la distinta ponderación de cada uno de los trimestres en el año de gas.

En el Cuadro 11 se comparan las **variables de facturación** previstas para la demanda nacional en la Resolución de peajes de 2021 y la realmente registradas según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas (SIFCO) y en la plataforma de contratación SL-ATR el año de gas 2021. Se observa que en todos los grupos tarifarios tanto la capacidad contratada como el volumen realmente registrado han sido superiores a los inicialmente previstos para el ejercicio. Las mayores diferencias se registran en las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica, motivado por la menor penetración de centrales de producción renovable respecto de las inicialmente previstas para el ejercicio, y en la de consumidores suministrados desde plantas satélite, debido a una mayor conversión de suministros de GLP a gas natural respecto a la prevista para el ejercicio 2021.

Cuadro 11. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas

| Previsión Inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A) | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|--|-------------------|---------------------------------|--|--------------------|-----------------------------------|--|--------------------|
| Grupo tarifario | Previsión octubre-diciembre 2020 | | | Previsión enero-septiembre 2021 | | | Previsión inicial año de gas 2021 | | |
| | Nº Clientes promedio | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes promedio | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes promedio | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Generación eléctrica | 41 | 406.594.509 | 17.834.690 | 41 | 399.530.773 | 52.839.595 | 41 | 401.296.707 | 70.674.285 |
| Península | 38 | 340.652.909 | 16.362.257 | 38 | 333.589.173 | 48.068.913 | 38 | 335.355.107 | 64.431.169 |
| Baleares | 3 | 65.941.600 | 1.472.433 | 3 | 65.941.600 | 4.770.683 | 3 | 65.941.600 | 6.243.116 |
| Convencional | 7.928.212 | 689.534.367 | 59.681.128 | 7.953.143 | 725.202.526 | 188.923.558 | 7.946.911 | 716.285.487 | 248.604.686 |
| P > 60 bar | 86 | 219.276.749 | 16.317.497 | 86 | 227.916.887 | 51.816.969 | 86 | 225.756.852 | 68.134.465 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 152 | 108.422.856 | 7.566.995 | 153 | 112.994.515 | 24.105.037 | 153 | 111.851.600 | 31.672.032 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 3.641 | 340.884.865 | 20.012.579 | 3.677 | 362.285.374 | 65.019.738 | 3.668 | 356.935.246 | 85.032.318 |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 7.777.452 | 20.530.052 | 15.509.508 | 7.800.803 | 21.562.582 | 47.140.287 | 7.794.965 | 21.304.449 | 62.649.795 |
| P ≤ 4 bar (PS) | 146.882 | 419.845 | 274.549 | 148.423 | 443.169 | 841.528 | 148.038 | 437.338 | 1.116.077 |
| Total | 7.928.253 | 1.096.128.876 | 77.515.818 | 7.953.184 | 1.124.733.300 | 241.763.154 | 7.946.952 | 1.117.582.194 | 319.278.971 |

| Real año de gas 2020-2021 (B) | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--|--|-------------------|---|--|--------------------|----------------------|--|--------------------|
| Grupo tarifario | octubre-diciembre 2020 (Liquidación definitiva 2020) | | | enero-septiembre 2021 (Liquidación 11/2021) | | | Real año de gas 2021 | | |
| | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Generación eléctrica | 41 | 479.815.335 | 19.999.977 | 40 | 461.155.112 | 58.516.599 | 40 | 465.820.168 | 78.516.577 |
| Península | 38 | 413.873.735 | 18.704.880 | 37 | 395.213.512 | 51.658.278 | 37 | 399.878.568 | 70.363.158 |
| Baleares | 3 | 65.941.600 | 1.295.097 | 3 | 65.941.600 | 6.858.322 | 3 | 65.941.600 | 8.153.419 |
| Convencional | 7.928.214 | 761.500.684 | 57.515.840 | 7.994.659 | 765.400.354 | 216.142.548 | 7.978.047 | 764.425.436 | 273.658.388 |
| P > 60 bar | 84 | 235.127.274 | 14.183.720 | 84 | 239.383.932 | 55.817.017 | 84 | 238.319.768 | 70.000.736 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 152 | 125.271.227 | 7.566.995 | 161 | 122.327.717 | 27.397.334 | 159 | 123.063.594 | 34.964.329 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 3.644 | 376.646.653 | 19.981.068 | 3.682 | 378.467.158 | 77.766.732 | 3.672 | 378.012.032 | 97.747.800 |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 7.777.452 | 23.797.916 | 15.509.508 | 7.822.996 | 24.475.965 | 54.135.658 | 7.811.610 | 24.306.453 | 69.645.166 |
| P ≤ 4 bar (PS) | 146.882 | 657.614 | 274.549 | 167.736 | 745.581 | 1.025.807 | 162.522 | 723.589 | 1.300.356 |
| Total | 7.928.254 | 1.241.316.018 | 77.515.818 | 7.994.698 | 1.226.555.466 | 274.659.148 | 7.978.087 | 1.230.245.604 | 352.174.965 |

| % variación (B) sobre (A) | | | | | | | | | |
|-----------------------------|------------------------|--|---------------|-----------------------|--|---------------|----------------------|--|---------------|
| Grupo tarifario | octubre-diciembre 2020 | | | enero-septiembre 2021 | | | Real año de gas 2021 | | |
| | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Nº Clientes | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Generación eléctrica | -1,0% | 18,0% | 12,1% | -3,2% | 15,4% | 10,7% | -2,6% | 16,1% | 11,1% |
| Península | -1,1% | 21,5% | 14,3% | -3,4% | 18,5% | 7,5% | -2,9% | 19,2% | 9,2% |
| Baleares | 0,0% | 0,0% | -12,0% | 0,0% | 0,0% | 43,8% | 0,0% | 0,0% | 30,6% |
| Convencional | 0,0% | 10,4% | -3,6% | 0,5% | 5,5% | 14,4% | 0,4% | 6,7% | 10,1% |
| P > 60 bar | -1,9% | 7,2% | -13,1% | -2,8% | 5,0% | 7,7% | -2,6% | 5,6% | 2,7% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 0,0% | 15,5% | 0,0% | 4,9% | 8,3% | 13,7% | 3,7% | 10,0% | 10,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 0,1% | 10,5% | -0,2% | 0,1% | 4,5% | 19,6% | 0,1% | 5,9% | 15,0% |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 0,0% | 15,9% | 0,0% | 0,3% | 13,5% | 14,8% | 0,2% | 14,1% | 11,2% |
| P ≤ 4 bar (PS) | 0,0% | 56,6% | 0,0% | 13,0% | 68,2% | 21,9% | 9,8% | 65,5% | 16,5% |
| Total | 0,0% | 13,2% | 0,0% | 0,5% | 9,1% | 13,6% | 0,4% | 10,1% | 10,3% |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

Por otra parte, en el Cuadro 12 se comparan el volumen y la capacidad contratada asociada a las exportaciones previstos inicialmente para el ejercicio en la Resolución de peajes con las realmente registradas para el año de gas 2021.

Cuadro 12. Comparación entre las variables asociadas a las exportaciones en la Resolución de peajes y las realmente registradas prevista en el año de gas 2021¹⁹

| Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A) | | | | | | |
|--|--|------------------|--|-------------------|--|-------------------|
| Conexión Internacional | octubre-diciembre 2020 | | enero-septiembre 2021 | | año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) |
| VIP Pirineos | 127.751 | 1.622.000 | 132.981 | 5.109.300 | 131.674 | 6.731.300 |
| VIP Ibérico | 10.187 | 674.006 | 36.228 | 8.429.879 | 29.718 | 9.103.885 |
| TOTAL | 137.937 | 2.296.006 | 169.209 | 13.539.179 | 161.391 | 15.835.185 |

| Real año de gas 2020-2021 (B) | | | | | | |
|-------------------------------|--|------------------|--|-------------------|--|-------------------|
| Conexión Internacional | octubre-diciembre 2020 | | enero-septiembre 2021 | | año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) |
| VIP Pirineos | 126.693 | 2.150.227 | 127.093 | 12.237.651 | 126.993 | 14.387.879 |
| VIP Ibérico | 8.881 | 270.211 | 25.383 | 3.383.694 | 21.258 | 3.653.905 |
| TOTAL | 135.573 | 2.420.438 | 152.476 | 15.621.346 | 148.251 | 18.041.784 |

| % variación (B) sobre (A) | | | | | | |
|---------------------------|--|-------------|--|--------------|--|--------------|
| Conexión Internacional | octubre-diciembre 2020 | | enero-septiembre 2021 | | año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen |
| VIP Pirineos | -0,8% | 32,6% | -4,4% | 139,5% | -3,6% | 113,7% |
| VIP Ibérico | -12,8% | -59,9% | -29,9% | -59,9% | -28,5% | -59,9% |
| TOTAL | -1,7% | 5,4% | -9,9% | 15,4% | -8,1% | 13,9% |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

En el Cuadro 13 se comparan las variables de facturación de entrada a la red de transporte previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes con las realmente registradas para el año de gas 2021. Cabe señalar que, al contrario de lo previsto inicialmente para el ejercicio, el aprovisionamiento de gas se ha producido en mayor medida a través de las conexiones internacionales.

¹⁹ Se indica que el gas natural que entra por Tarifa destino a Portugal se incorpora como exportación a partir de enero de 2021 como consecuencia de la aplicación de la disposición adicional quinta de 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.

Cuadro 13. Comparación entre el volumen y la capacidad prevista por punto de entrada a la red de transporte prevista para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las realmente registradas

| Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A) | | | | | | |
|--|--|-------------------|--|--------------------|--|--------------------|
| Puntos de entrada | Previsión octubre-diciembre 2020 | | Previsión enero-septiembre 2021 | | Previsión inicial año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Conexión Internacional | 519.556 | 24.329.247 | 605.623 | 88.043.489 | 584.106 | 112.372.736 |
| CI Tarifa | 70.760 | 4.846.338 | 158.238 | 27.005.809 | 136.369 | 31.852.147 |
| CI Almería | 206.504 | 11.870.575 | 206.504 | 37.440.162 | 206.504 | 49.310.736 |
| VIP Pirineos | 231.683 | 6.867.281 | 231.683 | 21.659.618 | 231.683 | 28.526.899 |
| VIP Ibérico | 10.609 | 745.054 | 9.198 | 1.937.900 | 9.551 | 2.682.954 |
| Planta de regasificación | 701.558 | 55.608.733 | 714.705 | 169.028.874 | 711.418 | 224.637.608 |
| Otros | 2.420 | 172.503 | 2.424 | 520.325 | 2.423 | 692.828 |
| Marismas | - | - | 4 | 643 | 3 | 643 |
| Poseidon | 264 | 11.241 | 264 | 33.777 | 264 | 45.018 |
| Viura | 1.857 | 135.293 | 1.857 | 410.307 | 1.857 | 545.600 |
| PB Madrid | 299 | 25.969 | 299 | 75.598 | 299 | 101.567 |
| TOTAL ENTRADAS | 1.223.533 | 80.110.484 | 1.322.753 | 257.592.688 | 1.297.948 | 337.703.172 |

| Real año de gas 2020-2021 (B) | | | | | | |
|---------------------------------|--|-------------------|--|--------------------|--|--------------------|
| Puntos de entrada | octubre-diciembre 2020 | | enero-septiembre 2021 | | año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Conexión Internacional | 704.783 | 41.966.488 | 831.804 | 149.705.714 | 800.049 | 191.672.202 |
| CI Tarifa | 167.093 | 13.279.821 | 270.943 | 61.562.520 | 244.981 | 74.842.341 |
| CI Almería | 283.048 | 21.391.051 | 280.379 | 65.060.006 | 281.046 | 86.451.057 |
| VIP Pirineos | 243.016 | 6.934.150 | 251.517 | 20.112.265 | 249.392 | 27.046.415 |
| VIP Ibérico | 11.626 | 361.467 | 28.965 | 2.970.924 | 24.630 | 3.332.390 |
| Planta de regasificación | 595.692 | 42.569.040 | 627.833 | 124.477.133 | 619.798 | 167.046.173 |
| Otros | 2.854 | 151.158 | 2.827 | 397.353 | 2.833 | 548.510 |
| Marismas | - | - | 164 | 17.080 | 123 | 17.080 |
| Poseidon | 717 | 19.666 | 665 | 47.108 | 678 | 66.775 |
| Viura | 1.681 | 102.680 | 1.630 | 255.703 | 1.642 | 358.383 |
| PB Madrid | 456 | 28.811 | 369 | 77.463 | 391 | 106.274 |
| TOTAL ENTRADAS | 1.303.328 | 84.686.686 | 1.462.464 | 274.580.200 | 1.422.680 | 359.266.886 |

| % variación (B) sobre (A) | | | | | | |
|---------------------------------|--|---------------|--|---------------|--|---------------|
| Puntos de entrada | octubre-diciembre 2020 | | enero-septiembre 2021 | | año de gas 2021 | |
| | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen (MWh) |
| Conexión Internacional | 35,7% | 72,5% | 37,3% | 70,0% | 37,0% | 70,6% |
| CI Tarifa | 136,1% | 174,0% | 71,2% | 128,0% | 79,6% | 135,0% |
| CI Almería | 37,1% | 80,2% | 35,8% | 73,8% | 36,1% | 75,3% |
| VIP Pirineos | 4,9% | 1,0% | 8,6% | -7,1% | 7,6% | -5,2% |
| VIP Ibérico | 9,6% | -51,5% | 214,9% | 53,3% | 157,9% | 24,2% |
| Planta de regasificación | -15,1% | -23,4% | -12,2% | -26,4% | -12,9% | -25,6% |
| Otros | 17,9% | -12,4% | 16,6% | -23,6% | 16,9% | -20,8% |
| Marismas | | | 3944,1% | 2555,6% | 3944,1% | 2555,6% |
| Poseidon | 171,2% | 75,0% | 151,4% | 39,5% | 156,4% | 48,3% |
| Viura | -9,5% | -24,1% | -12,2% | -37,7% | -11,6% | -34,3% |
| PB Madrid | 52,8% | 10,9% | 23,6% | 2,5% | 30,9% | 4,6% |
| TOTAL ENTRADAS | 6,5% | 5,7% | 10,6% | 6,6% | 9,6% | 6,4% |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

Por último, en el Cuadro 14 se comparan las variables de facturación previstas para la actividad de regasificación en la Resolución de peajes y las variables realmente registradas para el año de gas 2021. En coherencia con las diferencias de aprovisionamiento, las variables de facturación registradas durante el año de gas 2021 para la actividad de regasificación han resultado ser inferiores a las inicialmente previstas para el ejercicio, con la excepción de la carga en cisternas.

Cuadro 14. Comparación de las variables de facturación previstas para el año de gas 2021 en la Resolución de peajes y las variables de facturación realmente registradas

| Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A) | | | | | | | | | |
|--|----------------------------------|---|--------------|---------------------------------|---|--------------|-----------------------------------|---|--------------|
| | Previsión octubre-diciembre 2020 | | | Previsión enero-septiembre 2021 | | | Previsión inicial año de gas 2021 | | |
| | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | 60.606.284 | | 65 | 185.050.574 | | 198 | 245.656.858 | | 263 |
| S (T < 40.000 m³ de GNL) | - | | - | - | | - | - | | - |
| M (40.000 m³ de GNL < T < 75.000 m³ de GNL) | 7.135.616 | | 13 | 21.787.341 | | 41 | 28.922.957 | | 54 |
| L (75.000 m³ de GNL < T < 150.000 m³ de GNL) | 38.990.529 | | 38 | 119.050.687 | | 117 | 158.041.216 | | 155 |
| XL (150.000 m³ de GNL < T < 216.000 m³ de GNL) | 13.891.656 | | 13 | 42.415.717 | | 39 | 56.307.373 | | 52 |
| XXL (T > 216.000 m³ de GNL) | 588.483 | | 0 | 1.796.829 | | 1 | 2.385.313 | | 1 |
| Almacenamiento de GNL | 1.093.126.590 | 14.345.482 | | 3.439.292.321 | 15.210.341 | | 4.532.418.912 | 14.992.350 | |
| Vaporización | 56.629.223 | 721.792 | | 171.937.414 | 734.477 | | 228.566.637 | 731.305 | |
| Carga en Cisternas | 3.117.423 | 42.182 | | 9.673.744 | 43.632 | | 12.791.167 | 43.270 | |
| Trasvase de GNL planta a buque | 853.578 | | 7 | 3.420.913 | | 29 | 4.274.491 | | 37 |
| Puesta en frío | | | | 27.000 | | 3 | 27.000 | | 3 |
| Trasvase de buque a buque | | | | | | | | | |
| Liquefacción Virtual | | | | | | | | | |

| Real año de gas 2020-2021 (B) | | | | | | | | | |
|--|--|---|--------------|---|---|--------------|----------------------|---|--------------|
| | Liquidación definitiva 2020 (octubre-diciembre 2020) | | | Liquidación 11/2021 (enero-septiembre 2021) | | | Real año de gas 2021 | | |
| | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | 43.565.233 | | 63 | 165.511.097 | | 261 | 209.076.330 | | 324 |
| S (T < 40.000 m³ de GNL) | 991.509 | | 2 | 437.638 | | 3 | 1.429.147 | | 5 |
| M (40.000 m³ de GNL < T < 75.000 m³ de GNL) | 1.317.769 | | 3 | 8.803.376 | | 19 | 10.121.145 | | 22 |
| L (75.000 m³ de GNL < T < 150.000 m³ de GNL) | 25.163.613 | | 41 | 94.974.777 | | 177 | 120.138.391 | | 218 |
| XL (150.000 m³ de GNL < T < 216.000 m³ de GNL) | 16.092.341 | | 17 | 61.295.306 | | 62 | 77.387.647 | | 79 |
| XXL (T > 216.000 m³ de GNL) | - | | - | - | | - | - | | - |
| Almacenamiento de GNL | 786.892.321 | 13.358.088 | | 2.184.833.309 | 13.433.661 | | 2.971.725.630 | 13.414.768 | |
| Vaporización | 42.569.040 | 549.197 | | 124.477.133 | 502.226 | | 167.046.173 | 513.969 | |
| Carga en Cisternas | 4.828.395 | 67.447 | | 11.045.932 | 67.356 | | 15.874.328 | 67.378 | |
| Trasvase de GNL planta a buque | 274.209 | | 5 | 13.973.766 | | 42 | 14.247.975 | | 47 |
| Puesta en frío | | | | 184.880 | | 8 | 188.288 | | 9 |
| Trasvase de buque a buque | | | | - | | - | - | | - |
| Liquefacción Virtual | | | | - | | - | - | | - |

| % variación (B) sobre (A) | | | | | | | | | |
|--|--|---|--------------|---|---|--------------|----------------------|---|--------------|
| | Liquidación definitiva 2020 (octubre-diciembre 2020) | | | Liquidación 11/2021 (enero-septiembre 2021) | | | Real año de gas 2021 | | |
| | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal contratada equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | -28,1% | | -2,8% | -10,6% | | 31,9% | -14,9% | | 23,3% |
| S (T < 40.000 m³ de GNL) | - | | - | - | | - | - | | - |
| M (40.000 m³ de GNL < T < 75.000 m³ de GNL) | -81,5% | | -77,6% | -59,6% | | -53,5% | -65,0% | | -59,5% |
| L (75.000 m³ de GNL < T < 150.000 m³ de GNL) | -35,5% | | 6,9% | -20,2% | | 51,2% | -24,0% | | 40,3% |
| XL (150.000 m³ de GNL < T < 216.000 m³ de GNL) | 15,8% | | 33,0% | 44,5% | | 58,9% | 37,4% | | 52,5% |
| XXL (T > 216.000 m³ de GNL) | -100,0% | | -100,0% | -100,0% | | -100,0% | -100,0% | | -100,0% |
| Almacenamiento de GNL | -28,0% | -6,9% | | -36,5% | -11,7% | | -34,4% | -10,5% | |
| Vaporización | -24,8% | -23,9% | | -27,6% | -31,6% | | -26,9% | -29,7% | |
| Carga en Cisternas | 54,9% | 59,9% | | 14,2% | 54,4% | | 24,1% | 55,7% | |
| Trasvase de GNL planta a buque | -67,9% | | -31,0% | 308,5% | | 42,8% | 233,3% | | 28,2% |
| Puesta en frío | | | | 584,7% | | 166,7% | 597,4% | | 200,0% |
| Trasvase de buque a buque | | | | | | | | | |
| Liquefacción Virtual | | | | | | | | | |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidaciones e información del sistema de contratación SL-ATR

Respecto de los **ingresos**, en coherencia con el desvío registrado en las variables de facturación, los ingresos de peajes de transporte y distribución registrados en el año de gas 2021 han superado en 216,6 M€ a los inicialmente previstos para el ejercicio en la Resolución de peajes. Por el contrario, los ingresos de peajes de la actividad de regasificación han resultado inferiores en 50,6 M€ a los previstos para el ejercicio (véase Cuadro 15).

Cuadro 15. Comparación de los ingresos previstos en la Resolución de peajes de 2021 y los liquidados en el año de gas 2021

| | Previsión inicial. Resolución 22 de septiembre de 2020 (A) | | | Real año de gas 2021 (B) | | | Diferencia (B) - (A) | | |
|--------------------------------------|--|----------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|
| | oct-dic 2020 | ene-sep 2021 | año de gas 2021 | oct-dic 2020 | ene-sep 2021 | año de gas 2021 | oct-dic 2020 | ene-sep 2021 | año de gas 2021 |
| Ingresos por peajes y cánones | 667.012.697 | 1.987.988.398 | 2.655.001.095 | 809.129.547 | 2.013.169.944 | 2.822.299.491 | 142.116.850 | 25.181.547 | 167.298.397 |
| Regasificación | 66.726.839 | 200.180.517 | 266.907.356 | 53.234.392 | 164.412.748 | 217.647.140 | - 13.492.447 | - 35.767.769 | - 49.260.216 |
| Descarga de Buques | 3.433.259 | 10.299.776 | 13.733.035 | 1.993.515 | 13.064.193 | 15.057.708 | - 1.439.744 | 2.764.417 | 1.324.673 |
| Almacenamiento de GNL | 18.654.719 | 55.964.158 | 74.618.877 | 15.748.151 | 44.761.660 | 60.509.811 | - 2.906.568 | - 11.202.498 | - 14.109.066 |
| Vaporización | 42.269.114 | 126.807.343 | 169.076.458 | 32.257.402 | 94.370.383 | 126.627.786 | - 10.011.712 | - 32.436.960 | - 42.448.672 |
| Carga en Cisternas | 2.207.716 | 6.623.149 | 8.830.865 | 3.235.324 | 9.498.651 | 12.733.975 | 1.027.607 | 2.875.502 | 3.903.110 |
| Trasvase de GNL planta a buque | 153.993 | 461.978 | 615.970 | - | 2.716.850 | 2.716.850 | - 153.993 | 2.254.872 | 2.100.880 |
| Puesta en frío | 8.037 | 24.112 | 32.150 | - | - | - | - 8.037 | - 24.112 | - 32.150 |
| Trasvase de buque a buque | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Liquefacción Virtual | - | - | - | - | 1.010 | 1.010 | - | 1.010 | 1.010 |
| Transporte y distribución | 600.285.858 | 1.787.807.881 | 2.388.093.739 | 755.895.155 | 1.848.757.197 | 2.604.652.352 | 155.609.297 | 60.949.315 | 216.558.613 |
| Reserva de capacidad | 42.471.237 | 126.490.424 | 168.961.661 | 41.239.402 | 135.819.554 | 177.058.956 | - 1.231.835 | 9.329.131 | 8.097.295 |
| Término de conducción | 557.814.621 | 1.661.317.457 | 2.219.132.078 | 714.655.753 | 1.712.937.642 | 2.427.593.395 | 156.841.133 | 51.620.185 | 208.461.318 |
| Exportaciones | 9.765.564 | 29.084.396 | 38.849.959 | 7.032.584 | 24.403.375 | 31.435.959 | - 2.732.979 | - 4.681.021 | - 7.414.001 |
| Salida nacional | 548.049.057 | 1.632.233.061 | 2.180.282.118 | 707.623.169 | 1.688.534.267 | 2.396.157.437 | 159.574.112 | 56.301.206 | 215.875.318 |
| P > 60 bar | 71.603.311 | 213.253.339 | 284.856.649 | 82.393.438 | 229.974.592 | 312.368.031 | 10.790.127 | 16.721.254 | 27.511.381 |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 16.888.370 | 50.297.972 | 67.186.342 | 18.873.997 | 55.554.557 | 74.428.554 | 1.985.627 | 5.256.585 | 7.242.212 |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 62.680.590 | 186.679.148 | 249.359.738 | 68.786.337 | 206.611.721 | 275.398.058 | 6.105.747 | 19.932.572 | 26.038.320 |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 392.436.771 | 1.168.779.080 | 1.561.215.852 | 531.948.307 | 1.181.999.725 | 1.713.948.032 | 139.511.536 | 13.220.645 | 152.732.180 |
| P ≤ 4 bar (PS) | 4.440.015 | 13.223.522 | 17.663.537 | 5.621.090 | 14.393.672 | 20.014.762 | 1.181.075 | 1.170.150 | 2.351.225 |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020 y Liquidación provisional 11/2021

En relación con los **costes** considerados en la determinación de los peajes, en el Cuadro 16 se comparan los costes implícitos en la Resolución de peajes de 2021 con los costes liquidados en el año de gas, según la información de la liquidación definitiva del ejercicio 2020 y la liquidación provisional 11/2021, incluyendo los desvíos del ejercicio 2021 establecidos en la Resolución de retribución 2023. Se indica que para el periodo comprendido entre octubre y diciembre de 2020 se han tomado los costes registrados en la liquidación definitiva proporcional al número de días del periodo de liquidación (esto es, 92/366 días).

El desvío de la actividad de regasificación se debe fundamentalmente a la actualización de los costes unitarios, tras la publicación de la Circular 8/2021²⁰. El desvío de en la retribución de la actividad del transporte se justifica, por la

²⁰ Circular 8/2020 de 2 de diciembre de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado

actualización de los costes unitarios (-) parcialmente compensada por la actualización del gas de operación. Por último, el desvío en la retribución de la distribución se debe a la actualización con información real del número de suministros y el volumen de consumo.

Asimismo, se observa un desvío relevante en las anualidades para la financiación de desajuste de ingresos como consecuencia de la aplicación del superávit de la liquidación definitiva de 2020 a la amortización anticipada de la deuda.

Cuadro 16. Comparación de las retribuciones implícitas en la Resolución de peajes de 2021 y las liquidadas en el año de gas 2021

| Costes regulados (miles €) | Previsión inicial. Año de gas 2021 (A) | | | Real. Año de gas 2021 (B) | | | Diferencia (B) - (A) | | |
|---|--|-----------------------------------|-----------------------------------|--|--|-----------------------------|--|--|-----------------------------|
| | Retribución octubre-diciembre 2020 | Retribución enero-septiembre 2021 | Previsión inicial año de gas 2021 | Retribución oct-dic 2020 (Liquidación definitiva 2020) | Retribución ene-sep 2021 (Liquidación 11/2021) | Retribución año de gas 2021 | Retribución oct-dic 2020 (Liquidación definitiva 2020) | Retribución ene-sep 2021 (Liquidación 11/2021) | Retribución año de gas 2021 |
| Regasificación | 93.614.936 | 270.480.556 | 364.095.492 | 98.953.893 | 275.083.378 | 374.037.271 | 5.338.956 | 4.602.823 | 9.941.779 |
| Retribución de la regasificación | 113.200.374 | 322.224.824 | 435.425.198 | 115.883.097 | 331.486.518 | 447.369.615 | 2.682.723 | 9.261.694 | 11.944.417 |
| Primas | - 19.585.438 | - 51.744.268 | - 71.329.706 | - 16.929.205 | - 56.403.140 | - 73.332.344 | 2.656.233 | - 4.658.871 | - 2.002.638 |
| Transporte | 209.558.758 | 568.322.371 | 777.881.129 | 195.722.583 | 556.159.279 | 751.881.862 | - 13.836.175 | - 12.163.092 | - 25.999.267 |
| Retribución del transporte | 209.558.758 | 568.322.371 | 777.881.129 | 195.745.281 | 556.312.799 | 752.058.079 | - 13.813.477 | - 12.009.572 | - 25.823.050 |
| Primas | - | - | - | - 22.697 | - 153.520 | - 176.217 | - 22.697 | - 153.520 | - 176.217 |
| Distribución | 355.703.253 | 1.035.155.791 | 1.390.859.045 | 349.762.760 | 1.056.276.292 | 1.406.039.052 | - 5.940.494 | 21.120.500 | 15.180.007 |
| Almacenamientos subterráneos | 23.770.703 | 66.542.402 | 90.313.106 | 24.717.957 | 67.725.291 | 92.443.248 | 947.253 | 1.182.889 | 2.130.142 |
| Retribución de los almacenamientos subterráneos | 23.770.703 | 66.542.402 | 90.313.106 | 24.717.957 | 67.740.112 | 92.458.069 | 947.253 | 1.197.710 | 2.144.963 |
| Primas | - | - | - | - | - 14.821 | - 14.821 | - | - 14.821 | - 14.821 |
| Retribución GTS | 6.608.000 | 19.824.000 | 26.432.000 | 6.038.395 | 20.572.360 | 26.610.755 | - 569.605 | 748.360 | 178.755 |
| Operador del mercado | 878.877 | 2.636.630 | 3.515.507 | 883.552 | 2.682.750 | 3.566.302 | 4.675 | 46.120 | 50.795 |
| Tasa hidrocarburos gaseosos | 1.020.993 | 2.927.737 | 3.948.730 | 1.071.978 | 2.979.730 | 4.051.708 | 50.985 | 51.993 | 102.978 |
| Retribución por suministro a tarifa | 27.500 | 82.500 | 110.000 | 13.202 | 35.510 | 48.712 | - 14.298 | - 46.990 | - 61.288 |
| Adquisición de GLP para suministros insulares | 251.283 | 752.143 | 1.003.426 | 112.788 | 231.860 | 344.648 | - 138.495 | - 520.283 | - 658.778 |
| Anualidad déficit 2014 | 22.436.257 | 66.688.692 | 89.124.949 | 22.558.859 | 35.076.098 | 57.634.958 | 122.602 | - 31.612.594 | - 31.489.991 |
| Déficit 2014 | 17.975.068 | 53.998.994 | 71.374.063 | 18.073.293 | 35.076.098 | 53.149.391 | 98.224 | - 18.322.896 | - 18.224.671 |
| Déficit 2016 | 4.461.188 | 13.289.698 | 17.750.886 | 4.485.566 | - | 4.485.566 | 24.378 | - 13.289.698 | - 13.265.320 |
| Total | 713.870.560 | 2.033.412.823 | 2.747.283.383 | 699.835.966 | 2.016.822.549 | 2.716.658.615 | - 14.034.594 | - 16.590.275 | - 30.624.869 |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020, Liquidación provisional 11/2021 y Resolución de retribución 2023

Teniendo en cuenta lo anterior, en su caso deberían haberse incluido los desvíos recogidos en el siguiente cuadro en la determinación de los peajes del ejercicio 2023. En relación con el término de conducción, el desajuste de ingresos hubiera haberse distribuido proporcionalmente a los costes que deben ser retribuidos con cargo al mismo, siguiendo la filosofía establecida en la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre.

Cuadro 17. Desvíos por actividad registrados en el año de gas 2021

1. Regasificación

| | octubre- diciembre 2020 | enero- septiembre 2021 | Año gas 2021 |
|--|----------------------------|---------------------------|---------------------|
| Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A) | 5.260.469 | 987.627 | 6.248.096 |
| Previsión inicial (A) | 68.700.679 | 195.737.784 | 264.438.463 |
| Real (B) | 73.961.148 | 196.725.410 | 270.686.559 |
| Ingresos (€) (F) = (D) - (E) | - 13.492.447 | - 35.767.769 | - 49.260.216 |
| Previsión inicial (D) | 66.726.839 | 200.180.517 | 266.907.356 |
| Real (E) | 53.234.392 | 164.412.748 | 217.647.140 |
| Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F) | 18.752.917 | 36.755.395 | 55.508.312 |

(1) Excluidas las primas de las subastas y la retribución asociada a otros costes de regasificación

2. Transporte (reserva de capacidad)

| | octubre- diciembre 2020 | enero- septiembre 2021 | Año gas 2021 |
|--|----------------------------|---------------------------|---------------------|
| Retribución (€) (C) = (B) - (A) | - 2.424.932 | - 12.653.896 | - 15.078.828 |
| Previsión inicial (A) | 45.373.880 | 122.024.886 | 167.398.766 |
| Real (B) | 42.948.948 | 109.370.990 | 152.319.937 |
| Ingresos (€) (F) = (D) - (E) | - 1.231.835 | 9.139.076 | 7.907.241 |
| Previsión inicial (D) | 42.471.237 | 126.490.424 | 168.961.661 |
| Real (E) | 41.239.402 | 135.629.500 | 176.868.902 |
| Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F) | - 1.193.097 | - 21.792.972 | - 22.986.069 |

3. Término de conducción

| | octubre- diciembre 2020 | enero- septiembre 2021 | Año gas 2021 |
|--|----------------------------|---------------------------|----------------------|
| Retribución (€) (C) = (B) - (A) | - 18.245.038 | - 2.343.691 | - 20.588.729 |
| Previsión inicial (A) | 580.372.501 | 1.644.760.548 | 2.225.133.049 |
| Real (B) | 562.127.463 | 1.642.416.858 | 2.204.544.320 |
| Ingresos (€) (F) = (D) - (E) | 156.906.789 | 41.316.943 | 198.223.732 |
| Previsión inicial (D) | 557.814.621 | 1.661.317.457 | 2.219.132.078 |
| Real (E) | 714.721.410 | 1.702.634.400 | 2.417.355.810 |
| Impacto en retribución ejercicio 2023 (C) - (F) | - 175.151.827 | - 43.660.634 | - 218.812.461 |

Fuente: Resolución de 22 de septiembre de 2020, Liquidación definitiva de 2020, Liquidación provisional 11/2021 y Resolución de retribución 2023

6.2. Previsión de cierre del año de gas 2022

En relación con los desvíos que pudieran derivarse del ejercicio 2022, 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 2022 en el ejercicio 2023, ya que, por una parte, la Resolución que establece la retribución para el año de gas 2023 contempla que los desvíos de ejercicios anteriores al año 2023 serán incorporados en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes.

Y, por otra parte, no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2022 en el ejercicio 2023, en la medida en que no se dispone de los ingresos reales del ejercicio 2022²¹.

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, se hace necesario el análisis de la suficiencia de los peajes del ejercicio 2022 para cubrir los costes previstos.

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2022, en el Cuadro 18 se compara el escenario de demanda implícito en la Resolución de 27 de mayo de 2021²² 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 2022 resulta un 12,8% 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 16 bar, parcialmente compensado por la contracción de la demanda de los consumidores industriales. En coherencia, se prevé también un aumento de la capacidad contratada equivalente sobre la inicialmente prevista del 22,2%.

²¹ 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

²² Resolución de 27 de mayo de 2021, 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 2022, cuya Memoria está disponible en https://www.cnmc.es/sites/default/files/3533595_6.pdf

Cuadro 18. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2022

| Tipo de consumo | Previsión inicial del año de gas 2022 (A) | | | Previsión de cierre del año de gas 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 |
| Generación eléctrica | 41 | 270.592.739 | 65.267.378 | 39 | 537.848.782 | 110.718.323 | -4,9% | 98,8% | 69,6% |
| Península | 38 | 214.542.379 | 58.242.611 | 36 | 471.907.182 | 100.436.323 | -5,3% | 120,0% | 72,4% |
| Baleares | 3 | 56.050.360 | 7.024.767 | 3 | 65.941.600 | 10.282.000 | 0,0% | 17,6% | 46,4% |
| Convencional | 8.025.741 | 1.168.418.550 | 272.028.062 | 8.040.386 | 1.219.908.194 | 269.715.286 | 0,2% | 4,4% | -0,9% |
| P > 60 bar | 85 | 236.600.500 | 75.325.434 | 84 | 233.776.754 | 69.075.035 | -1,2% | -1,2% | -8,3% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 156 | 122.947.633 | 35.813.104 | 158 | 119.270.118 | 34.026.423 | 1,2% | -3,0% | -5,0% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 3.636 | 363.344.507 | 91.341.390 | 3.685 | 376.771.878 | 96.753.923 | 1,3% | 3,7% | 5,9% |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 7.856.211 | 437.279.284 | 68.276.801 | 7.869.295 | 481.651.576 | 68.528.597 | 0,2% | 10,1% | 0,4% |
| P ≤ 4 bar (PS) | 165.653 | 8.246.625 | 1.271.334 | 167.165 | 8.437.867 | 1.331.308 | 0,9% | 2,3% | 4,7% |
| Total | 8.025.782 | 1.439.011.289 | 337.295.440 | 8.040.425 | 1.757.756.975 | 380.433.609 | 0,2% | 22,2% | 12,8% |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

El incremento de la demanda se prevé que será abastecido en mayor medida por GNL respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio, pasando la relación de GN/GNL del 57,1% al 62,0%. En consecuencia, el volumen y la capacidad contratada de entrada al sistema por las plantas de GNL resultan superiores en un 26,8% y 42,7%, respectivamente, a los implícitos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 (véanse Cuadro 19 y Cuadro 20).

Cuadro 19. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de entrada

| Puntos de entrada | Previsión inicial del año de gas 2022 (A) | | | Previsión de cierre del año de gas 2022 (B) | | | % 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 |
| Conexión Internacional | 142.324.758 | 608.842.319 | 64,0% | 152.010.601 | 601.519.654 | 69,2% | 6,8% | -1,2% | 8,1% |
| CI Tarifa | 45.692.004 | 186.168.209 | 67,2% | 4.345.626 | 31.349.717 | 38,0% | -90,5% | -83,2% | -43,5% |
| CI Almería | 63.122.370 | 224.308.457 | 77,1% | 100.475.558 | 330.257.350 | 83,4% | 59,2% | 47,2% | 8,1% |
| CI Biriattou | 8.321.251 | 49.609.620 | 46,0% | 11.228.978 | 57.518.521 | 53,5% | 34,9% | 15,9% | 16,4% |
| CI Larrau | 22.883.441 | 136.426.454 | 46,0% | 30.879.690 | 158.175.932 | 53,5% | 34,9% | 15,9% | 16,4% |
| CI Badajoz | 1.585.163 | 8.476.587 | 51,2% | 3.493.015 | 16.649.966 | 57,5% | 120,4% | 96,4% | 12,2% |
| CI Tuy | 720.529 | 3.852.994 | 51,2% | 1.587.734 | 7.568.167 | 57,5% | 120,4% | 96,4% | 12,2% |
| Desde planta de regasificación | 207.046.634 | 655.517.466 | 86,5% | 262.761.342 | 935.673.531 | 76,9% | 26,9% | 42,7% | -11,1% |
| Barcelona | 37.279.182 | 118.027.299 | 86,5% | 39.437.366 | 140.433.517 | 76,9% | 5,8% | 19,0% | -11,1% |
| Cartagena | 37.393.048 | 118.387.803 | 86,5% | 41.451.331 | 147.605.098 | 76,9% | 10,9% | 24,7% | -11,1% |
| Huelva | 45.950.123 | 145.479.827 | 86,5% | 54.928.923 | 195.597.797 | 76,9% | 19,5% | 34,5% | -11,1% |
| Bilbao | 46.404.783 | 146.919.296 | 86,5% | 63.030.472 | 224.446.806 | 76,9% | 35,8% | 52,8% | -11,1% |
| Sagunto | 18.069.614 | 57.209.081 | 86,5% | 33.514.098 | 119.341.202 | 76,9% | 86,5% | 108,6% | -11,1% |
| Mugardos | 21.949.884 | 69.494.161 | 86,5% | 30.399.152 | 108.249.111 | 76,9% | 38,5% | 55,8% | -11,1% |
| Desde AA.SS. | 12.714.609 | 62.179.775 | 56,0% | 8.785.848 | 41.654.836 | 57,8% | -30,9% | -33,0% | 3,1% |
| Serrablo | 3.573.623 | 17.592.291 | 55,7% | 2.506.948 | 12.123.201 | 56,7% | -29,8% | -31,1% | 1,8% |
| Gaviota | 5.510.461 | 26.925.941 | 56,1% | 3.519.287 | 16.431.491 | 58,7% | -36,1% | -39,0% | 4,7% |
| Yela | 3.260.328 | 1.870.423 | 477,6% | 2.729.013 | 12.967.461 | 57,7% | -16,3% | 593,3% | -87,9% |
| Marismas | 370.196 | 15.791.119 | 6,4% | 30.600 | 132.683 | 63,2% | -91,7% | -99,2% | 883,8% |
| Otros | 454.715 | 2.439.288 | 51,1% | 192.911 | 817.533 | 64,6% | -57,6% | -66,5% | 26,6% |
| Yac. Marismas | 7.665 | 27.300 | 76,9% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| YAC Alnazcázar | - | - | - | 750 | 140.411 | 1,5% | - | - | - |
| Yac. Poseidon | 58.084 | 568.500 | 28,0% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| Yac. Viura | 314.634 | 1.507.920 | 57,2% | 44.597 | 168.363 | 72,6% | -85,8% | -88,8% | 26,9% |
| BIO Madrid | 74.332 | 335.568 | 60,7% | 147.565 | 508.759 | 79,5% | 98,5% | 51,6% | 30,9% |
| BIO La Galera (15.03A) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Mascaraque (F25) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 362.540.715 | 1.328.978.849 | 74,7% | 423.750.703 | 1.579.665.554 | 73,5% | 16,9% | 18,9% | -1,7% |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

Cuadro 20. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2022, desagregada por punto de salida

| Puntos de salida | Previsión inicial del año de gas 2022 (A) | | | Previsión de cierre del año de gas 2022 (B) | | | % 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 |
| Conexión Internacional | 13.544.872 | 154.632.772 | 24,0% | 30.188.754 | 227.587.918 | 36,3% | 122,9% | 47,2% | 51,4% |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Biriattou | 2.435.417 | 34.218.769 | 19,5% | 7.247.800 | 56.849.583 | 34,9% | 197,6% | 66,1% | 79,1% |
| CI Larrau | 6.697.396 | 94.101.615 | 19,5% | 19.931.450 | 156.336.353 | 34,9% | 197,6% | 66,1% | 79,1% |
| CI Badajoz | 4.105.667 | 24.485.139 | 45,9% | 2.800.510 | 13.401.845 | 57,3% | -31,8% | -45,3% | 24,6% |
| CI Tuy | 306.393 | 1.827.249 | 45,9% | 208.993 | 1.000.138 | 57,3% | -31,8% | -45,3% | 24,6% |
| Planta de regasificación | 1.825.000 | 5.431.027 | 92,1% | 8.870 | 69.168 | 35,1% | -99,5% | -98,7% | -61,8% |
| Barcelona | 328.595 | 977.868 | 92,1% | 1.436 | 11.197 | 35,1% | -99,6% | -98,9% | -61,8% |
| Cartagena | 329.599 | 980.855 | 92,1% | 1.280 | 9.981 | 35,1% | -99,6% | -99,0% | -61,8% |
| Huelva | 405.025 | 1.205.315 | 92,1% | 1.842 | 14.362 | 35,1% | -99,5% | -98,8% | -61,8% |
| Bilbao | 409.032 | 1.217.241 | 92,1% | 2.023 | 15.779 | 35,1% | -99,5% | -98,7% | -61,8% |
| Sagunto | 159.274 | 473.983 | 92,1% | 955 | 7.447 | 35,1% | -99,4% | -98,4% | -61,8% |
| Mugardos | 193.476 | 575.766 | 92,1% | 1.334 | 10.403 | 35,1% | -99,3% | -98,2% | -61,8% |
| Desde AA.SS. | 12.298.122 | 59.435.137 | 56,7% | 12.235.523 | 46.311.929 | 72,4% | -0,5% | -22,1% | 27,7% |
| Serrablo | 3.872.157 | 18.675.339 | 56,8% | 4.256.665 | 16.932.068 | 68,9% | 9,9% | -9,3% | 21,2% |
| Gaviota | 4.042.770 | 19.541.465 | 56,7% | 3.814.733 | 11.445.932 | 91,3% | -5,6% | -41,4% | 61,1% |
| Yela | 3.527.951 | 4.168.961 | 231,8% | 4.164.125 | 17.933.929 | 63,6% | 18,0% | 330,2% | -72,6% |
| Marismas | 855.243 | 17.049.373 | 13,7% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| Salida nacional | 336.024.106 | 1.437.426.162 | 64,0% | 379.102.301 | 1.805.470.118 | 57,5% | 12,8% | 25,6% | -10,2% |
| P > 60 bar | 140.568.842 | 509.216.185 | 75,6% | 179.483.143 | 805.568.455 | 61,0% | 27,7% | 58,2% | -19,3% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.813.104 | 124.156.111 | 79,0% | 34.026.423 | 124.656.047 | 74,8% | -5,0% | 0,4% | -5,4% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 91.365.359 | 366.774.581 | 68,2% | 97.064.137 | 388.609.107 | 68,4% | 6,2% | 6,0% | 0,3% |
| P ≤ 4 bar | 68.276.801 | 437.279.284 | 42,8% | 68.528.597 | 486.636.509 | 38,6% | 0,4% | 11,3% | -9,8% |
| TOTAL | 363.692.100 | 1.656.925.098 | 60,1% | 421.535.448 | 2.079.439.133 | 55,5% | 15,9% | 25,5% | -7,6% |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

PÚBLICA

En coherencia con lo anterior, se prevé un aumento tanto del volumen como del caudal en todos los peajes de actividad de regasificación (véase Cuadro 21).

Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022

| | Previsión inicial del año de gas 2022 (A) | | | Previsión de cierre del año de gas 2022 (B) | | | % variación (B) sobre (A) | | |
|--|---|--|--------------|---|--|--------------|---------------------------|------------------------------|--------------|
| | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen (MWh) | Caudal facturado equivalente (MWh/día)/mes | Nº de barcos | Volumen | Caudal facturado equivalente | Nº de barcos |
| Descarga de GNL | 222.495.186 | | 233 | 301.775.019 | | 316 | 35,6% | | 35,6% |
| S (T < 40.000 m3 de GNL) | 35.053 | | 1 | - | | - | -100,0% | | -100,0% |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 2.697.267 | | 6 | 4.950.000 | | 10 | 83,5% | | 78,5% |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 84.349.086 | | 96 | 138.377.000 | | 144 | 64,1% | | 50,5% |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 130.314.165 | | 128 | 157.888.019 | | 161 | 21,2% | | 25,6% |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 5.099.615 | | 3 | 560.000 | | 1 | -89,0% | | -67,6% |
| Almacenamiento de GNL | 3.062.984.831 | 13.722.268 | | 4.572.615.970 | 19.691.626 | | 49,3% | 43,5% | |
| Vaporización | 207.046.634 | 670.410 | | 262.761.342 | 940.269 | | 26,9% | 40,3% | |
| Carga en Cisternas | 14.473.937 | 53.341 | | 14.818.665 | 67.239 | | 2,4% | 26,1% | |
| Trasvase de GNL planta a buque | 2.866.815 | | | 19.742.413 | | 54 | 588,7% | | |
| Puesta en frío | - | | | 176.898 | | 9 | | | |
| Trasvase de buque a buque | - | | | - | | - | | | |
| Liquefacción Virtual | | 5.431 | | | 52 | | | -99,0% | |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

En el Cuadro 22 se muestran los ingresos que resultan de aplicar a las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2022, los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021. Como resultado de lo anterior se estiman en 426.678.948 € los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de la actividad de regasificación, en 580.625.211 € los ingresos procedentes de la aplicación de peajes de transporte y en 1.585.706.359 € los ingresos de procedentes de la aplicación de peajes de redes locales. En todos los casos, los ingresos previstos para el cierre del ejercicio 2022 superan a los inicialmente previstos para el ejercicio.

Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022

| | Previsión inicial (A) | Previsión de cierre (B) | Diferencia (B) - (A) | % variación (B) sobre (A) |
|---|--------------------------|----------------------------|-------------------------|------------------------------|
| Ingresos por peajes y cánones | 2.377.785.558 | 2.593.010.518 | 215.224.960 | 9,1% |
| Regasificación | 346.523.617 | 426.678.948 | 80.155.332 | 23,1% |
| Peajes asociados a prestación de servicios | 238.689.077 | 318.931.759 | 80.242.681 | 33,6% |
| Descarga de Buques | 13.842.570 | 17.293.896 | 3.451.326 | 24,9% |
| Almacenamiento de GNL | 77.653.822 | 97.504.732 | 19.850.910 | 25,6% |
| Vaporización | 133.648.863 | 185.457.025 | 51.808.162 | 38,8% |
| Carga en Cisternas | 13.067.867 | 16.172.637 | 3.104.770 | 23,8% |
| Trasvase de GNL planta a buque | 413.035 | 2.372.665 | 1.959.631 | 474,4% |
| Puesta en frío | | - | - | |
| Trasvase de buque a buque | | 130.197 | 130.197 | |
| Liquefacción Virtual | 62.921 | 607 | - 62.314 | -99,0% |
| Peaje de otros costes de regasificación | 107.834.539 | 107.747.189 | - 87.350 | -0,1% |
| Suministrados desde redes | 103.765.837 | 103.952.034 | 186.197 | 0,2% |
| Planta Satélite Unicliente | 4.068.702 | 3.795.155 | - 273.547 | -6,7% |
| Transporte | 485.031.824 | 580.625.211 | 95.593.387 | 19,7% |
| Entrada a la red | 147.907.676 | 173.015.198 | 25.107.522 | 17,0% |
| Salida de la red de transporte | 337.124.148 | 407.610.013 | 70.485.865 | 20,9% |
| Conexiones internacionales | 35.849.797 | 52.496.989 | 16.647.192 | 46,4% |
| Plantas de regasificación | 1.365.533 | 17.157 | - 1.348.376 | -98,7% |
| Almacenamientos subterráneos | 203.859 | 208.004 | 4.145 | 2,0% |
| Salida nacional | 299.704.959 | 354.887.863 | 55.182.904 | 18,4% |
| Redes locales | 1.546.230.117 | 1.585.706.359 | 39.476.242 | 2,6% |
| P > 60 bar | 97.211.809 | 141.729.421 | 44.517.612 | 45,8% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 29.267.349 | 27.756.056 | - 1.511.294 | -5,2% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 140.803.332 | 143.443.595 | 2.640.264 | 1,9% |
| P ≤ 4 bar (T&D) | 1.261.319.027 | 1.255.189.266 | - 6.129.761 | -0,5% |
| P ≤ 4 bar (PS) | 17.628.601 | 17.588.021 | - 40.579 | -0,2% |

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

Por lo que respecta a los costes, en el Cuadro 23 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2022 y la retribución actualizada con la última información disponible. Cabe señalar que, la retribución del ejercicio 2022 tras la actualización resulta similar a la inicialmente prevista para el ejercicio, registrándose los mayores desvíos en las primas de subastas, el coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados) y en la retribución de la actividad de distribución (motivado por la mayor demanda esperada para el ejercicio).

Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022

| Previsión año de gas 2022 | | | | |
|--|----------------------------------|------------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| Costes regulados (miles €) | Previsión inicial 2022 (A) | Previsión de cierre 2022 (B) | Diferencia (B) - (A) | % variación (B) sobre (A) |
| Regasificación | 346.523.617 | 298.882.805 | - 47.640.812 | -13,7% |
| Retribución a la inversión | 173.478.773 | 174.110.059 | 631.287 | 0,4% |
| Retribución O&M | 129.411.200 | 129.411.200 | - | 0,0% |
| 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 | - 112.472.994 | - 48.272.099 | 75,2% |
| Transporte | 485.031.824 | 526.864.014 | 41.832.189 | 8,6% |
| Retribución a la inversión | 373.955.174 | 373.809.235 | - 145.939 | 0,0% |
| Retribución O&M | 99.038.291 | 99.038.291 | - | 0,0% |
| Gas de operación | 12.038.359 | 54.016.487 | 41.978.128 | 348,7% |
| Primas de las subastas | - | - | - | - |
| Redes locales | 1.550.006.181 | 1.577.742.457 | 27.736.275 | 1,8% |
| Red de influencia local | 148.647.579 | 152.821.283 | 4.173.704 | 2,8% |
| Retribución a la inversión | 108.790.042 | 108.956.300 | 166.257 | 0,2% |
| Retribución O&M | 38.159.367 | 38.159.367 | - | 0,0% |
| Gas de Operación | 1.698.170 | 5.705.617 | 4.007.447 | 236,0% |
| Red de transporte secundario | 68.093.963 | 70.243.767 | 2.149.804 | 3,2% |
| Retribución a la inversión | 51.248.956 | 51.209.177 | - 39.779 | -0,1% |
| Retribución O&M | 15.913.463 | 15.904.729 | - 8.734 | -0,1% |
| Gas de Operación | 931.545 | 3.129.861 | 2.198.316 | 236,0% |
| Red de distribución | 1.333.264.639 | 1.354.677.407 | 21.412.768 | 1,6% |
| Total | 2.381.561.622 | 2.403.489.275 | 21.927.653 | 0,9% |

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

Teniendo en cuenta lo anterior, cabe concluir que los peajes del ejercicio 2022 son suficientes para cubrir la retribución prevista, registrándose desvíos de ingresos positivos en los peajes de regasificación, transporte y redes locales. Cabe señalar que, 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, por lo que al disponerse de los mismos no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2022 en el ejercicio 2023. No obstante, los desvíos producidos en las primas de las subastas de regasificación sí procede incluirlos en la determinación de los peajes de regasificación de 2023, dado que se corresponden con valores reales.

Cuadro 24. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022

| | Regasificación | Transporte | Redes locales |
|--|----------------------|---------------------|---------------------|
| Retribución (€) (I) (C) = (B) - (A) | 631.287 | 41.832.189 | 27.736.275 |
| Previsión inicial (A) | 410.724.512 | 485.031.824 | 1.550.006.181 |
| Previsión de cierre (B) | 411.355.799 | 526.864.014 | 1.577.742.457 |
| Ingresos (€) (F) = (D) - (E) | 80.155.332 | 95.593.387 | 39.476.242 |
| Previsión inicial (D) | 346.523.617 | 485.031.824 | 1.546.230.117 |
| Previsión de cierre (E) | 426.678.948 | 580.625.211 | 1.585.706.359 |
| Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H) | 48.272.099 | - | - |
| Previsión inicial (G) | 64.200.896 | - | - |
| Previsión de cierre (H) | 112.472.994 | - | - |
| Desvío (-) menor coste/ (+) mayor coste (C) - (F) - (I) | - 127.796.144 | - 53.761.198 | - 11.739.966 |

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

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 2025-2026, (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 2025-2026.

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 peajes²³, 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).

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 y Mugaros.
- 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 y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse en los siguientes puntos de red de transporte troncal

²³ 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>)

hasta el año de gas 2025-2026: posiciones 15.03A, K07, 28A, F25, 15.11 y F07.

- 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 25 y en el Cuadro 26 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 2023. 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 25. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de entrada a la red de transporte

| Puntos de entrada | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Factor de carga (%) |
|---------------------------------------|--------------------|--|---------------------|
| Conexión Internacional | 156.614.721 | 585.134.472 | 73,3% |
| CI Tarifa | - | - | |
| CI Almería | 106.452.196 | 349.735.857 | 83,4% |
| CI Biriadou | 11.896.917 | 57.272.583 | 56,9% |
| CI Larrau | 32.716.522 | 157.499.602 | 6,6% |
| CI Badajoz | 3.814.997 | 14.180.671 | 33,5% |
| CI Tuy | 1.734.089 | 6.445.759 | 73,7% |
| Desde planta de regasificación | 265.419.402 | 933.847.103 | 77,9% |
| Barcelona | 39.836.309 | 140.159.392 | 77,9% |
| Cartagena | 41.870.648 | 147.316.974 | 77,9% |
| Huelva | 55.484.577 | 195.215.991 | 77,9% |
| Bilbao | 63.668.080 | 224.008.687 | 77,9% |
| Sagunto | 33.853.122 | 119.108.249 | 77,9% |
| Mugaridos | 30.706.666 | 108.037.809 | 77,9% |
| Desde AA.SS. | 9.207.881 | 40.538.759 | 62,2% |
| Serrablo | 2.587.950 | 11.445.832 | 61,9% |
| Gaviota | 3.252.534 | 14.270.485 | 62,4% |
| Yela | 3.327.670 | 14.660.948 | 62,2% |
| Marismas | 39.728 | 161.494 | 67,4% |
| Otros | 273.469 | 1.088.902 | 68,8% |
| Yac. Marismas | - | - | |
| YAC Alnalcázar | 750 | 139.786 | 1,5% |
| Yac. Poseidon | - | - | |
| Yac. Viura | 49.719 | 187.041 | 72,8% |
| BIO Madrid | 183.000 | 625.380 | 80,2% |
| BIO La Galera (15.03A) | 40.000 | 136.695 | 80,2% |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | |
| BIO Tudela (28A) | - | - | |
| BIO Mascarque (F25) | - | - | |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | |
| TOTAL | 431.515.473 | 1.560.609.237 | 75,8% |

Fuente: CNMC

Cuadro 26. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2023 desagregado por punto de salida de la red de transporte

| Puntos de salida | Volumen (MWh) | Capacidad contratada equivalente (KWh/día) | Factor de carga (%) |
|---------------------------------|--------------------|--|---------------------|
| Conexión Internacional | 30.280.237 | 227.587.918 | 36,5% |
| CI Tarifa | - | - | |
| CI Biriadou | 7.247.800 | 56.849.583 | 34,9% |
| CI Larrau | 19.931.450 | 156.336.353 | 34,9% |
| CI Badajoz | 2.885.641 | 13.401.845 | 59,0% |
| CI Tuy | 215.346 | 1.000.138 | 59,0% |
| Planta de regasificación | 8.870 | 69.168 | 35,1% |
| Barcelona | 1.436 | 11.197 | 35,1% |
| Cartagena | 1.280 | 9.981 | 35,1% |
| Huelva | 1.842 | 14.362 | 35,1% |
| Bilbao | 2.023 | 15.779 | 35,1% |
| Sagunto | 955 | 7.447 | 35,1% |
| Mugardos | 1.334 | 10.403 | 35,1% |
| Desde AA.SS. | 9.865.532 | 46.311.929 | 58,4% |
| Serrablo | 3.591.156 | 16.932.068 | 58,1% |
| Gaviota | 2.492.944 | 11.445.932 | 59,7% |
| Yela | 3.781.431 | 17.933.929 | 57,8% |
| Marismas | - | - | |
| Salida nacional | 389.714.744 | 1.805.470.118 | 59,1% |
| P > 60 bar | 185.105.249 | 805.568.455 | 63,0% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.516.027 | 124.656.047 | 78,1% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 99.792.347 | 388.609.107 | 70,4% |
| P ≤ 4 bar | 69.301.120 | 486.636.509 | 39,0% |
| TOTAL | 429.869.383 | 2.079.439.133 | 56,6% |

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 2023, en la determinación de los peajes se ha considerado la retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el ejercicio la Resolución de retribución 2023.

Respecto de los desvíos de retribución e ingresos de ejercicios anteriores, como se indica en el epígrafe 6 no procede su inclusión.

Finalmente, respecto de las primas de las subastas de capacidad se indica que, hasta la fecha de elaboración de la memoria, no se han registrado primas en las subastas de capacidad de la red de transporte.

En el Cuadro 27 se resumen la retribución de la retribución asociada al transporte troncal prevista para el año de gas 2023 que se ha considerado en la determinación de los peajes correspondientes.

Cuadro 27. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023

| Retribución de la actividad de transporte troncal (€) | Año de gas 2023 | % sobre el total |
|---|--------------------|------------------|
| Retribución prevista para el ejercicio | 488.478.501 | 100,0% |
| Retribución a la inversión | 208.698.627 | 42,7% |
| Retribución O&M | 99.038.291 | 20,3% |
| Retribución por productividad y eficiencia (ARPE) | 133.837.555 | 27,4% |
| Gas de operación | 46.904.028 | 9,6% |
| Revisión retribución de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. |
| Diferencias de ingresos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. |
| Compensaciones por interrumpibilidad | n.a. | n.a. |
| Primas de las subastas | n.a. | n.a. |
| Total | 488.478.501 | 100,0% |

Fuente: CNMC, Resolución por la que se establece la retribución del transporte, la distribución y la regasificación para el año de gas 2023

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 27 de mayo de 2021, para el año de gas 2023 el 35% 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 65% 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 28 se muestra la retribución asociada a la red troncal prevista para el año de gas 2023 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los peajes de transporte.

Cuadro 28. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2023 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 2023 | | % sobre el total | Término de capacidad [(A) + (B) + (C)] * 35% | | Término variable |
|---|---------------------------|-----|------------------|--|--------------------|-------------------|
| | | | | Entrada | Salida | |
| Retribución a la inversión | 208.698.627 | (A) | 42,7% | 73.044.519 | 135.654.107 | |
| Retribución O&M | 99.038.291 | (B) | 20,3% | 34.663.402 | 64.374.889 | |
| Retribución ARPE | 133.837.555 | (C) | | 46.843.144 | 86.994.411 | |
| Gas de operación | 46.904.028 | (D) | 9,6% | | | 46.904.028 |
| Total | 488.478.501 | | 100,0% | 154.551.066 | 287.023.408 | 46.904.028 |

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 29 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 29. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico²⁴.

| Punto de Entrada | Capacidad contratada equivalente (CAP _{En}) | Distancia ponderada (AD _{En}) | Ponderación del coste (W _{C,En}) | Retribución a recuperar (R _{En}) | Término de capacidad de entrada (TE _n) |
|--------------------------|---|---|--|--|--|
| | Qd (MWh/día) | km | % | € | €/ (MWh/día) y año |
| CI Tarifa | - | 895 | 0,000% | - | 123,48 |
| CI Almería | 349.736 | 804 | 25,115% | 38.815.068 | 110,98 |
| CI Biriattou | 57.273 | 646 | 3,306% | 5.110.101 | 89,22 |
| CI Larrau | 157.500 | 605 | 8,509% | 13.151.397 | 83,50 |
| CI Badajoz | 14.181 | 1.005 | 1,272% | 1.966.104 | 138,65 |
| CI Tuy | 6.446 | 1.146 | 0,660% | 1.019.295 | 158,13 |
| PR Barcelona | 140.159 | 625 | 7,829% | 12.099.155 | 86,32 |
| PR Cartagena | 147.317 | 691 | 9,085% | 14.041.539 | 95,32 |
| PR Huelva | 195.216 | 869 | 15,142% | 23.402.823 | 119,88 |
| PR Bilbao | 224.009 | 583 | 11,655% | 18.012.639 | 80,41 |
| PR Sagunto | 119.108 | 537 | 5,711% | 8.825.959 | 74,10 |
| PR Mugaros | 108.038 | 1.001 | 9,658% | 14.926.440 | 138,16 |
| YAC Marismas | - | 830 | 0,000% | - | 114,55 |
| YAC Aznalcázar | 140 | 810 | 0,010% | 15.620 | 111,74 |
| YAC Poseidón | - | 856 | 0,000% | - | 118,17 |
| YAC Viura | 187 | 463 | 0,008% | 11.949 | 63,88 |
| BIO Madrid | 625 | 496 | 0,028% | 42.819 | 68,47 |
| BIO La Galera (15.03A) | 137 | 514 | 0,006% | 9.689 | 70,88 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | 856 | 0,000% | - | 118,09 |
| BIO Tudela (28A) | - | 462 | 0,000% | - | 63,80 |
| BIO Mascaraque (F25) | - | 548 | 0,000% | - | 75,66 |
| BIO Sagunto (15.11) | - | 529 | 0,000% | - | 73,00 |
| BIO Sevilla (F07) | - | 791 | 0,000% | - | 109,18 |
| AASS Serrablo | 11.446 | 603 | 0,616% | 951.952 | 83,17 |
| AASS Gaviota | 14.270 | 565 | 0,720% | 1.112.155 | 77,93 |
| AASS Marismas | 161 | 830 | 0,012% | 18.500 | 114,55 |
| AASS Yela | 14.661 | 503 | 0,659% | 1.017.862 | 69,43 |
| TOTAL | 1.560.609 | 718 | 100% | 154.551.066 | 99,03 |

Fuente: CNMC

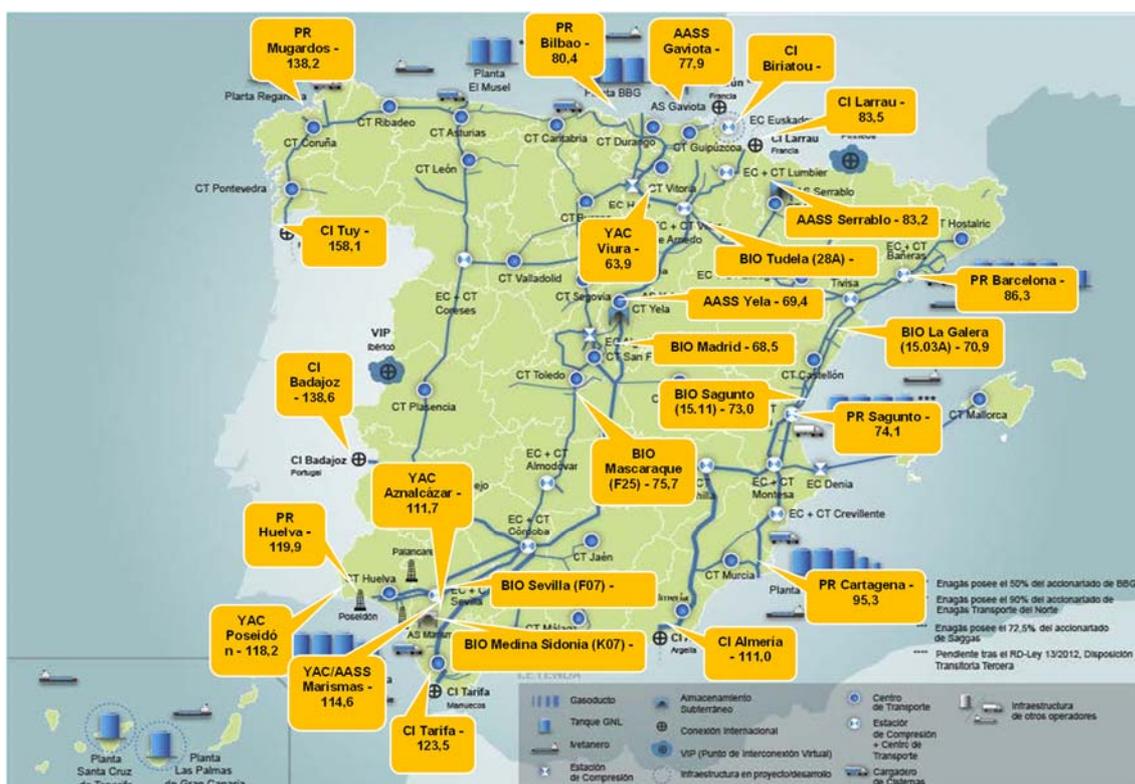
Se indica que el término de capacidad de las entradas por la interconexión de Tarifa, por el yacimiento de Poseidón, y por las plantas de Biogás distintas de la de Madrid y la Galera resultan indeterminados al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección para el año de gas 2023 nula, por lo que en aplicación de lo establecido en el artículo 11.2 el término de capacidad se corresponde con el que habría resultado de aplicar la metodología considerando que la capacidad contratada para dicho punto fuera igual a 1 MWh/día.

Se observa que, con carácter general, los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal por el oeste y por el sur son superiores a los aplicables

²⁴ CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AS: Almacenamiento subterráneo

a las entradas por el este o el norte de España y que los puntos de entrada localizados en el interior de la península, presentan los términos de capacidad más bajos (véase Gráfico 2).

Gráfico 2. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad



Fuente: CNMC

7.3.1.1. Ajustes en los términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal resultantes de la CWD

Una vez se dispone de los términos de capacidad por punto de entrada físico, es necesario determinar el precio de los puntos de interconexión virtual, conforme al artículo 11 de la Circular 6/2020.

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 30 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 30. 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 | - | 123,48 | 24,7% | - |
| CI Almería | 349.736 | 110,98 | 12,1% | 38.815.068 |
| VIP Pirineos | 214.772 | 85,03 | -14,1% | 18.261.498 |
| VIP Ibérico | 20.626 | 144,74 | 46,2% | 2.985.399 |
| Plantas GNL | 933.847 | 97,78 | -1,3% | 91.308.555 |
| AA.SS | 40.539 | 76,48 | -22,8% | 3.100.469 |
| YAC Marismas | - | 114,55 | 15,7% | - |
| YAC Aznalcázar | 140 | 111,74 | 12,8% | 15.620 |
| YAC Poseidón | - | 118,17 | 19,3% | - |
| YAC Viura | 187 | 63,88 | -35,5% | 11.949 |
| BIO Madrid | 625 | 68,47 | -30,9% | 42.819 |
| BIO La Galera (15.03A) | 137 | 70,88 | -28,4% | 9.689 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | 118,09 | 19,2% | - |
| BIO Tudela (28A) | - | 63,80 | -35,6% | - |
| BIO Mascaraque (F25) | - | 75,66 | -23,6% | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | 73,00 | -26,3% | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | 109,18 | 10,3% | - |
| TOTAL | 1.560.609 | 99,03 | 0,0% | 154.551.066 |

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 31).

Cuadro 31. 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 | - | 123,48 | - | 137,53 | - |
| CI Almería | 349.736 | 110,98 | 38.815.068 | 123,62 | 43.232.675 |
| VIP Pirineos | 214.772 | 85,03 | 18.261.498 | 94,70 | 20.339.869 |
| VIP Ibérico | 20.626 | 144,74 | 2.985.399 | 161,21 | 3.325.172 |
| Plantas GNL | 933.847 | 84,19 | 78.616.666 | 93,77 | 87.564.159 |
| YAC Marismas | - | 114,55 | - | 127,59 | - |
| YAC Aznalcázar | 140 | 111,74 | 15.620 | 124,46 | 17.397 |
| YAC Poseidón | - | 118,17 | - | 131,62 | - |
| YAC Viura | 187 | 63,88 | 11.949 | 71,15 | 13.309 |
| BIO Madrid | 625 | 68,47 | 42.819 | 76,26 | 47.692 |
| BIO La Galera (15.03A) | 137 | 70,88 | 9.689 | 78,95 | 10.792 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | 118,09 | - | 131,53 | - |
| BIO Tudela (28A) | - | 63,80 | - | 71,06 | - |
| BIO Mascaraque (F25) | - | 75,66 | - | 84,28 | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | 73,00 | - | 81,30 | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | 109,18 | - | 121,61 | - |
| TOTAL INGRESOS (A) | 1.520.070 | 91,28 | 138.758.708 | 101,67 | 154.551.066 |
| TOTAL RETRIBUCIÓN (B) | | | 154.551.066 | | |
| Factor de ajuste (B)/(A) | | | 1,1138 | | |

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 32 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 32. 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 _{Ex}) | Distancia ponderada (AD _{Ex}) | Ponderación del coste (W _{C,Ex}) | Retribución a recuperar (R _{Ex}) | Término de capacidad de salida (TEx) |
|---------------------|---|---|--|--|--------------------------------------|
| | Qd (MWh/día) | km | % | € | €/MWh/día) y año |
| CI Tarifa | 0 | 1.005 | 0,0000% | 0 | 193,00 |
| CI Biriattou | 56.850 | 781 | 2,9686% | 8.520.680 | 149,88 |
| CI Larrau | 156.336 | 769 | 8,0389% | 23.073.536 | 147,59 |
| CI Badajoz | 13.402 | 887 | 0,7950% | 2.281.718 | 170,25 |
| CI Tuy | 1.000 | 1.221 | 0,0817% | 234.445 | 234,41 |
| PR Barcelona | 11 | 788 | 0,0006% | 1.694 | 151,33 |
| PR Cartagena | 10 | 718 | 0,0005% | 1.376 | 137,82 |
| PR Huelva | 14 | 1.036 | 0,0010% | 2.856 | 198,84 |
| PR Bilbao | 16 | 801 | 0,0008% | 2.427 | 153,81 |
| PR Sagunto | 7 | 634 | 0,0003% | 907 | 121,82 |
| PR Mugardos | 10 | 1.143 | 0,0008% | 2.283 | 219,43 |
| AS Serrablo | 16.932 | 733 | 0,8304% | 2.383.431 | 140,76 |
| AS Gaviota | 11.446 | 687 | 0,5259% | 1.509.467 | 131,88 |
| AS Marismas | 0 | 875 | 0,0000% | 0 | 192,79 |
| AS Yela | 17.934 | 603 | 0,7231% | 2.075.392 | 115,72 |
| Salida nacional (1) | 1.805.470 | 712 | 86,0324% | 246.933.197 | 136,77 |
| TOTAL | 2.079.439 | 719 | 100% | 287.023.408 | 138,03 |

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 33 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 33. 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 | 1.805.470 | 136,77 | -0,91% | 246.933.197 |
| CI Tarifa | - | 193,00 | 39,82% | - |
| VIP Pirineos | 213.186 | 148,20 | 7,37% | 31.594.216 |
| VIP Ibérico | 14.402 | 174,71 | 26,57% | 2.516.163 |
| AA.SS | 46.312 | 128,87 | -6,63% | 5.968.290 |
| Plantas GNL | 69 | 166,87 | 20,90% | 11.542 |
| TOTAL | 2.079.439 | 138,03 | 0,00% | 287.023.408 |

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 34).

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 34. 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 | 1.805.470 | 136,77 | 246.933.197 | 139,67 | 252.176.897 |
| CI Tarifa | | 193,00 | - | 197,09 | |
| VIP Pirineos | 213.186 | 148,20 | 31.594.216 | 151,35 | 32.265.129 |
| VIP Ibérico | 14.402 | 174,71 | 2.516.163 | 178,42 | 2.569.594 |
| Plantas GNL | 69 | 166,87 | 11.542 | 170,42 | 11.787 |
| TOTAL INGRESOS (A) | 2.033.127 | 138,24 | 281.055.118 | 141,17 | 287.023.408 |
| TOTAL RETRIBUCIÓN (B) | | | 287.023.408 | | |
| Factor de ajuste (B)/(A) | | | 1,0212 | | |

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 35).

Cuadro 35. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2023

| 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 | 4.585.125 | 82.355 | 139,67 | 11.502.900 | 2,51 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.877.590 | 174.145 | 139,67 | 24.323.553 | 8,45 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 387.460 | 58.799 | 139,67 | 8.212.644 | 21,20 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 56.796 | 48.939 | 139,67 | 6.835.454 | 120,35 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 20.742 | 81.221 | 139,67 | 11.344.389 | 546,92 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.280 | 28.451 | 139,67 | 3.973.904 | 1.743,25 |

Fuente: CNMC

7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

En el Cuadro 36 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 36. Término variable de transporte.

| | Retribución a recuperar a través del término variable (€) |
|---|---|
| Retribución del gas de operación (A) | 46.904.028 |

| | Volumen (MWh) |
|---|--------------------|
| Variable inductora del coste (B) | 861.384.855 |
| Volumen inyectado en la red troncal | 431.515.473 |
| Volumen extraído de la red troncal | 429.869.383 |

| | Término variable (€/MWh) |
|---|--------------------------|
| Término variable del peaje (A)/(B) | 0,054452 |

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 37. 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 |
|-------------|------------|------|------|------|----------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | |
| Trimestral | 1,31 | 1,12 | 1,19 | 1,14 | 1,20 |
| Mensual | 1,43 | 1,17 | 1,33 | 1,26 | 1,30 |
| Diario | 1,73 | 1,38 | 1,57 | 1,50 | 1,50 |
| Intradiario | - | - | - | - | 5,70 |

Fuente: CNMC

Cuadro 38. 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 |
|-------------|------------|------|------|------|----------|
| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | |
| Trimestral | 1,32 | 1,11 | 1,19 | 1,17 | 1,20 |
| Mensual | 1,45 | 1,15 | 1,32 | 1,32 | 1,30 |
| Diario | 1,77 | 1,36 | 1,55 | 1,57 | 1,60 |
| Intradiario | - | - | - | - | 3,80 |

Fuente: CNMC

Cuadro 39. 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 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | Promedio | |
|--------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| | MWh | MWh | MWh | MWh | MWh | % |
| Enero | 34.490 | 38.987 | 38.524 | 37.495 | 37.374 | 10,5% |
| Febrero | 33.138 | 31.593 | 30.889 | 27.177 | 30.699 | 8,6% |
| Marzo | 30.774 | 30.077 | 28.468 | 30.838 | 30.039 | 8,4% |
| Abril | 25.715 | 29.374 | 22.601 | 29.791 | 26.870 | 7,5% |
| Mayo | 25.322 | 29.283 | 21.571 | 25.851 | 25.507 | 7,1% |
| Junio | 23.633 | 29.864 | 24.993 | 26.207 | 26.174 | 7,3% |
| Julio | 23.495 | 33.596 | 30.335 | 26.630 | 28.514 | 8,0% |
| Agosto | 23.136 | 31.933 | 27.705 | 26.110 | 27.221 | 7,6% |
| Septiembre | 23.563 | 30.101 | 28.140 | 29.019 | 27.706 | 7,8% |
| Octubre | 28.310 | 27.164 | 32.465 | 27.597 | 28.884 | 8,1% |
| Noviembre | 35.648 | 33.316 | 34.685 | 31.375 | 33.756 | 9,4% |
| Diciembre | 36.498 | 34.090 | 33.376 | 34.355 | 34.580 | 9,7% |
| TOTAL | 343.723 | 379.378 | 353.754 | 352.444 | 357.325 | 100,0% |

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 | 10,5% | 1,403 | 1,40 | 1,8147 | 1,81 |
| Febrero | 8,6% | 1,047 | 1,04 | 1,3536 | 1,35 |
| Marzo | 8,4% | 1,013 | 1,01 | 1,3104 | 1,31 |
| Abril | 7,5% | 0,858 | 0,85 | 1,1098 | 1,11 |
| Mayo | 7,1% | 0,794 | 0,79 | 1,0270 | 1,03 |
| Junio | 7,3% | 0,825 | 0,82 | 1,0673 | 1,07 |
| Julio | 8,0% | 0,937 | 0,93 | 1,2125 | 1,21 |
| Agosto | 7,6% | 0,875 | 0,87 | 1,1315 | 1,13 |
| Septiembre | 7,8% | 0,898 | 0,89 | 1,1616 | 1,16 |
| Octubre | 8,1% | 0,956 | 0,95 | 1,2360 | 1,24 |
| Noviembre | 9,4% | 1,206 | 1,20 | 1,5592 | 1,56 |
| Diciembre | 9,7% | 1,250 | 1,24 | 1,6163 | 1,62 |
| Promedio factores estacionales (P) | | 1,005 | 1,00 | 1,3000 | 1,30 |
| Coefficiente de ajuste | | 0,995 | | | |
| Potencia considerada | | 1,490 | | | |

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 | 1,008 | 1,114 | 1,3369 | 1,34 |
| Q2 | 0,790 | 0,873 | 1,0477 | 1,05 |
| Q3 | 0,870 | 0,962 | 1,1543 | 1,15 |
| Q4 | 0,951 | 1,051 | 1,2610 | 1,26 |
| Promedio factores estacionales (P) | 0,905 | 1,000 | 1,2000 | 1,20 |
| Coefficiente de ajuste (CA = M_m / P) | 1,105 | | | |

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 | 1,396 | 1,396 | 2,2336 | 2,23 |
| Febrero | 1,041 | 1,041 | 1,6656 | 1,67 |
| Marzo | 1,008 | 1,008 | 1,6128 | 1,61 |
| Abril | 0,854 | 0,854 | 1,3664 | 1,37 |
| Mayo | 0,790 | 0,790 | 1,2640 | 1,26 |
| Junio | 0,821 | 0,821 | 1,3136 | 1,31 |
| Julio | 0,933 | 0,933 | 1,4928 | 1,49 |
| Agosto | 0,870 | 0,870 | 1,3920 | 1,39 |
| Septiembre | 0,894 | 0,894 | 1,4304 | 1,43 |
| Octubre | 0,951 | 0,951 | 1,5216 | 1,52 |
| Noviembre | 1,199 | 1,199 | 1,9184 | 1,92 |
| Diciembre | 1,243 | 1,243 | 1,9888 | 1,99 |
| Promedio factores estacionales (P) | 1,000 | 1,000 | 1,6000 | 1,60 |
| Coefficiente de ajuste | 1,000 | | | |

5.- Factores Estacionales Intradiarios

| 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 | 1,396 | 1,396 | 5,3000 | 5,30 |
| Febrero | 1,041 | 1,041 | 3,9600 | 3,96 |
| Marzo | 1,008 | 1,008 | 3,8300 | 3,83 |
| Abril | 0,854 | 0,854 | 3,2500 | 3,25 |
| Mayo | 0,790 | 0,790 | 3,0000 | 3,00 |
| Junio | 0,821 | 0,821 | 3,1200 | 3,12 |
| Julio | 0,933 | 0,933 | 3,5500 | 3,55 |
| Agosto | 0,870 | 0,870 | 3,3100 | 3,31 |
| Septiembre | 0,894 | 0,894 | 3,4000 | 3,40 |
| Octubre | 0,951 | 0,951 | 3,6100 | 3,61 |
| Noviembre | 1,199 | 1,199 | 4,5600 | 4,56 |
| Diciembre | 1,243 | 1,243 | 4,7200 | 4,72 |
| Promedio factores estacionales (P) | 1,000 | 1,000 | 3,8008 | 3,80 |
| Coefficiente de ajuste | 1,000 | | | |

Fuente: CNMC

Cabe señalar que los multiplicadores que resultan de la metodología de la Circular 6/2020 no varían respecto de los incluidos en la Resolución de peajes de 2022, con la excepción de los multiplicadores de aplicación a productos diarios e intradiarios en la entrada, que se reducen el 6,3% y el 6,6%, respectivamente, como consecuencia de la actualización del periodo temporal considerado en el cálculo.

Cuadro 40. 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 2023 vs Resolución de peajes 2022

| Mes | Resolución año de gas 2022 | | | | Resolución año de gas 2023 | | | | Tasa de variación (%) | | | |
|----------|----------------------------|---------|--------|-------------|----------------------------|---------|--------|-------------|-----------------------|---------|--------|-------------|
| | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario |
| Entradas | 1,20 | 1,30 | 1,60 | 6,10 | 1,20 | 1,30 | 1,50 | 5,70 | 0,0% | 0,0% | -6,3% | -6,6% |
| Salida | 1,20 | 1,30 | 1,60 | 3,80 | 1,20 | 1,30 | 1,60 | 3,80 | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 de mayo de 2021

En el caso de los multiplicadores aplicables a los consumidores nacionales, se produce, con carácter general, un incremento de los multiplicadores aplicables durante los meses de marzo a junio y en septiembre y una reducción durante el resto de los meses, tal y como se observa en el cuadro siguiente:

Cuadro 41. 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 2023 vs Resolución de peajes 2022

| Mes | Resolución año de gas 2022 | | | | Resolución año de gas 2023 | | | | Tasa de variación (%) | | | |
|--------------|----------------------------|-------------|-------------|-------------|----------------------------|-------------|-------------|-------------|-----------------------|-------------|--------------|-------------|
| | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario | Trimestral | Mensual | Diario | Intradiario |
| Enero | | 1,85 | 2,28 | 5,41 | 1,81 | 2,23 | 5,30 | | -2,2% | -2,2% | -2,0% | |
| Febrero | 1,33 | 1,40 | 1,72 | 4,09 | 1,35 | 1,67 | 3,96 | 0,8% | -3,6% | -2,9% | -3,2% | |
| Marzo | | 1,29 | 1,59 | 3,77 | 1,31 | 1,61 | 3,83 | | 1,6% | 1,3% | 1,6% | |
| Abril | | 1,03 | 1,26 | 3,00 | 1,11 | 1,37 | 3,25 | | 7,8% | 8,7% | 8,3% | |
| Mayo | 1,03 | 1,00 | 1,23 | 2,92 | 1,05 | 1,03 | 1,26 | 3,00 | 1,9% | 3,0% | 2,4% | 2,7% |
| Junio | | 1,06 | 1,31 | 3,10 | 1,07 | 1,31 | 3,12 | | 0,9% | 0,0% | 0,6% | |
| Julio | | 1,23 | 1,52 | 3,60 | 1,21 | 1,49 | 3,55 | | -1,6% | -2,0% | -1,4% | |
| Agosto | 1,16 | 1,13 | 1,39 | 3,29 | 1,15 | 1,13 | 1,39 | 3,31 | -0,9% | 0,0% | 0,0% | 0,6% |
| Septiembre | | 1,13 | 1,39 | 3,29 | 1,16 | 1,43 | 3,40 | | 2,7% | 2,9% | 3,3% | |
| Octubre | | 1,24 | 1,52 | 3,62 | 1,24 | 1,52 | 3,61 | | 0,0% | 0,0% | -0,3% | |
| Noviembre | 1,28 | 1,60 | 1,97 | 4,69 | 1,26 | 1,56 | 1,92 | 4,56 | -1,6% | -2,5% | -2,5% | -2,8% |
| Diciembre | | 1,64 | 2,02 | 4,80 | 1,62 | 1,99 | 4,72 | | -1,2% | -1,5% | -1,7% | |
| Total | 1,20 | 1,30 | 1,60 | 3,80 | 1,20 | 1,30 | 1,60 | 3,80 | 0,0% | 0,0% | -0,1% | 0,1% |

Fuente: CNMC y Resolución de 27 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 5 de enero de 2021 y el 19 de enero de 2021 se produjo congestión física de gas, asociada a la Borrasca Filomena y la posterior ola de frío que se produjo, por lo que es necesario ofrecer para el año de gas 2023 peajes interrumpibles *ex ante* en la entrada desde Francia.

En el Cuadro 42 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 2021, se interrumpieron 11 días, en los años de gas restantes sólo se produjeron interrupciones en los años de gas 2019 (1 día) y 2017 (3 días).

Cuadro 42. 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 |
| 2016 | - | - | 4.186.933 | 5 | 4.186.933 | 5 | - | - |
| 2017 | 23.081.518 | 5 | 81.589.114 | 13 | 104.670.632 | 16 | 6.750.828 | 3 |
| 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 | 1.691.269.732 | 52 | 2.606.189.564 | 53 | 892.770.000 | 11 |

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 2017 al año de gas 2021) y supuesta una duración media de las interrupciones de 16 horas continuadas (valor medio registrado en enero de 2021). 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 43).

Cuadro 43. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia

| Parámetro | Días que se interrumpe | Días que se oferta Interrumpibilidad |
|---|------------------------|--------------------------------------|
| Número de días | | |
| Diaria | 3,00 | 10,20 |
| Intradiaria | 3,00 | 19,20 |
| Duración media de la interrupciones (horas) | 16,00 | |
| Capacidad a interrumpir (kWh/día) | | |
| Diaria | 5.990.479 | |
| Intradiaria | 10.805.396 | |
| Capacidad contratada Interrumpible (kWh/día) | | |
| Diaria | 12.526.852 | 12.744.020 |
| Intradiaria | 22.595.453 | 10.603.712 |

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos diarios que resulta de aplicar la fórmula establecida en el artículo 15.b de la Circular 6/2020 considerando los parámetros anteriores se estima en 4,77% para el producto diario y en 7,96% para el producto intradiario de 16 horas.

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 internacionales²⁵, se propone un valor de A=2, de forma que el descuento en el peaje interrumpible de entrada desde Francia se situará en el año de gas 2023 en el 9,5% para los productos diarios y en el 15,9% para los productos intradiarios.

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

²⁵ En Francia el descuento aplicable en los peajes interrumpibles en la salida por Pirineos es del 15%, en Italia del 15%, en Dinamarca los descuentos están entre el 5% y el 10%, en Portugal se ha propuesto un descuento del 7,1% para el peaje interrumpible en la interconexión para el año de gas 2023 actualmente en fase de tramitación.

- 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: 0,128514 €/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: 0,453840 €/kWh/día y año

En el resto de los puntos de entrada y salida se aplicará compensación *ex post* en el caso 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 90,4% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 9,60% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 44).

Cuadro 44. 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 | 441.574.473 | 90,40% |
| Volumen | 46.904.028 | 9,60% |
| Total | 488.478.501 | 100,00% |

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 50% previsto en la Circular. En el año de gas 2023 el reparto entrada-salida es 35%-65%.

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 36,44% de la retribución del transporte troncal se recupera en los puntos de entrada y el 63,56% en los puntos de salida (véase Cuadro 45).

Cuadro 45. 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 | 154.551.066 | 36,44% |
| | Volumen | 23.496.830 | |
| Salida | Capacidad | 287.023.408 | 63,56% |
| | Volumen | 23.496.830 | |
| Total | | 488.568.134 | 100,00% |

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 46 y Cuadro 47 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 46. 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 | 948.572.525 | 132.012.461 | 0,139 | |
| | Salida | 1.316.670.841 | 252.913.029 | 0,192 | |
| | Total | 2.265.243.366 | 384.925.489 | 0,170 | (A) |
| No nacionales (Intersistema) | Entrada | 172.287.875 | 22.538.605 | 0,131 | |
| | Salida | 181.007.708 | 34.110.379 | 0,188 | |
| | Total | 353.295.583 | 56.648.984 | 0,160 | (B) |
| Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)] | | | | 5,80% | |

Fuente: CNMC

Cuadro 47. 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 | 948.572.525 | 132.012.461 | 0,139 | |
| | Salida | 1.316.670.841 | 252.188.685 | 0,192 | |
| | Total | 2.265.243.366 | 384.201.145 | 0,170 | (A) |
| No nacionales (Intersistema) | Entrada | 172.287.875 | 22.538.605 | 0,131 | |
| | Salida | 181.007.708 | 34.834.723 | 0,192 | |
| | Total | 353.295.583 | 57.373.328 | 0,162 | (B) |
| Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)] | | | | 4,34% | |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 48 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 48. 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 | 401.235.236 | 21.848.014 | 0,0545 | |
| | Salida | 399.589.146 | 21.758.382 | 0,0545 | |
| | Total | 800.824.381 | 43.606.396 | 0,0545 | (A) |
| No nacionales (Intersistema) | Entrada | 30.280.237 | 1.648.816 | 0,0545 | |
| | Salida | 30.280.237 | 1.648.816 | 0,0545 | |
| | Total | 60.560.474 | 3.297.632 | 0,0545 | (B) |
| Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)] | | | | 0,00% | |

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 49 se muestra los ingresos obtenidos de los consumidores nacionales y no nacionales.

Cuadro 49. 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 | 132.012.461 | 21.848.014 | 153.860.475 | 31,5% |
| | Salida | 252.913.029 | 21.758.382 | 274.671.410 | 56,2% |
| | Total | 384.925.489 | 43.606.396 | 428.531.885 | 87,7% |
| No nacionales (Intersistema) | Entrada | 22.538.605 | 1.648.816 | 24.187.421 | 5,0% |
| | Salida | 34.110.379 | 1.648.816 | 35.759.195 | 7,3% |
| | Total | 56.648.984 | 3.297.632 | 59.946.616 | 12,3% |

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 2023 respecto de los peajes de transporte del año de gas 2022 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**, cabe señalar que se prevé un incremento de la capacidad contratada equivalente del año de gas 2023 respecto de la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2022 tanto en los puntos de entrada como en los puntos de salida, motivado, fundamentalmente, porque se estima una previsión de cierre para el año de gas 2022 superior a la inicialmente prevista para el ejercicio (véanse Cuadro 50 y Cuadro 51). En el epígrafe 6.2 se analiza en detalle las diferencias entre las variables de facturación inicialmente prevista para el ejercicio en la Resolución de peajes 2022 y la previsión de cierre.

Cuadro 50. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desgregado por punto de entrada

| Puntos de entrada | Previsión Resolución peajes 2022 (A) | | | Previsión 2023 (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 |
| Conexión Internacional | 142.324.758 | 608.842.319 | 64,0% | 156.614.721 | 585.134.472 | 73,3% | 10,0% | -3,9% | 14,5% |
| Tarifa GME | 45.692.004 | 186.168.209 | 67,2% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| MEDGAZ | 63.122.370 | 224.308.457 | 77,1% | 106.452.196 | 349.735.857 | 83,4% | 68,6% | 55,9% | 8,2% |
| CI Biriattou | 8.321.251 | 49.609.620 | 46,0% | 11.896.917 | 57.272.583 | 56,9% | 43,0% | 15,4% | 23,8% |
| CI Larrau | 22.883.441 | 136.426.454 | 46,0% | 32.716.522 | 157.499.602 | 56,9% | 43,0% | 15,4% | 23,8% |
| CI Badajoz | 1.585.163 | 8.476.587 | 51,2% | 3.814.997 | 14.180.671 | 73,7% | 140,7% | 67,3% | 43,9% |
| CI Tuy | 720.529 | 3.852.994 | 51,2% | 1.734.089 | 6.445.759 | 73,7% | 140,7% | 67,3% | 43,9% |
| Desde planta de regasificación | 207.046.634 | 655.517.466 | 86,5% | 265.419.402 | 933.847.103 | 77,9% | 28,2% | 42,5% | -10,0% |
| Barcelona | 37.279.182 | 118.027.299 | 86,5% | 39.836.309 | 140.159.392 | 77,9% | 6,9% | 18,8% | -10,0% |
| Cartagena | 37.393.048 | 118.387.803 | 86,5% | 41.870.648 | 147.316.974 | 77,9% | 12,0% | 24,4% | -10,0% |
| Huelva | 45.950.123 | 145.479.827 | 86,5% | 55.484.577 | 195.215.991 | 77,9% | 20,7% | 34,2% | -10,0% |
| Bilbao | 46.404.783 | 146.919.296 | 86,5% | 63.668.080 | 224.008.687 | 77,9% | 37,2% | 52,5% | -10,0% |
| Sagunto | 18.069.614 | 57.209.081 | 86,5% | 33.853.122 | 119.108.249 | 77,9% | 87,3% | 108,2% | -10,0% |
| Mugardos | 21.949.884 | 69.494.161 | 86,5% | 30.706.666 | 108.037.809 | 77,9% | 39,9% | 55,5% | -10,0% |
| Desde AA.SS. | 12.714.609 | 62.179.775 | 56,0% | 9.207.881 | 40.538.759 | 62,2% | -27,6% | -34,8% | 11,1% |
| Serrablo | 3.573.623 | 17.592.291 | 55,7% | 2.587.950 | 11.445.832 | 61,9% | -27,6% | -34,9% | 11,3% |
| Gaviota | 5.510.461 | 26.925.941 | 56,1% | 3.252.534 | 14.270.485 | 62,4% | -41,0% | -47,0% | 11,4% |
| Yela | 3.260.328 | 1.870.423 | 477,6% | 3.327.670 | 14.660.948 | 62,2% | 2,1% | 683,8% | -87,0% |
| Marismas | 370.196 | 15.791.119 | 6,4% | 39.728 | 161.494 | 67,4% | -89,3% | -99,0% | 949,3% |
| Otros | 454.715 | 2.439.288 | 51,1% | 273.469 | 1.088.902 | 68,8% | -39,9% | -55,4% | 34,7% |
| Yac. Marismas | 7.665 | 27.300 | 76,9% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| YAC Alnazzázar | - | - | - | 750 | 139.786 | 1,5% | - | - | - |
| Yac. Poseidon | 58.084 | 568.500 | 28,0% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| Yac. Viura | 314.634 | 1.507.920 | 57,2% | 49.719 | 187.041 | 72,8% | -84,2% | -87,6% | 27,4% |
| BIO Madrid | 74.332 | 335.568 | 60,7% | 183.000 | 625.380 | 80,2% | 146,2% | 86,4% | 32,1% |
| BIO La Galera (15.03A) | - | - | - | 40.000 | 136.695 | - | - | - | - |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Mascaraque (F25) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| TOTAL | 362.540.715 | 1.328.978.849 | 74,7% | 431.515.473 | 1.560.609.237 | 75,8% | 19,0% | 17,4% | 1,4% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Cuadro 51. 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 2022 y previsión para el año de gas 2023, desagregado por punto de salida

| Puntos de salida | Previsión Resolución peajes 2022 (A) | | | Previsión 2023 (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 |
| Conexión Internacional | 13.544.872 | 154.632.772 | 24,0% | 30.280.237 | 227.587.918 | 36,5% | 123,6% | 47,2% | 51,9% |
| CI Tarifa | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| CI Biriattou | 2.435.417 | 34.218.769 | 19,5% | 7.247.800 | 56.849.583 | 34,9% | 197,6% | 66,1% | 79,1% |
| CI Larrau | 6.697.396 | 94.101.615 | 19,5% | 19.931.450 | 156.336.353 | 34,9% | 197,6% | 66,1% | 79,1% |
| CI Badajoz | 4.105.667 | 24.485.139 | 45,9% | 2.885.641 | 13.401.845 | 59,0% | -29,7% | -45,3% | 28,4% |
| CI Tuy | 306.393 | 1.827.249 | 45,9% | 215.346 | 1.000.138 | 59,0% | -29,7% | -45,3% | 28,4% |
| Planta de regasificación | 1.825.000 | 5.431.027 | 92,1% | 8.870 | 69.168 | 35,1% | -99,5% | -98,7% | -61,8% |
| Barcelona | 328.595 | 977.868 | 92,1% | 1.436 | 11.197 | 35,1% | -99,6% | -98,9% | -61,8% |
| Cartagena | 329.599 | 980.855 | 92,1% | 1.280 | 9.981 | 35,1% | -99,6% | -99,0% | -61,8% |
| Huelva | 405.025 | 1.205.315 | 92,1% | 1.842 | 14.362 | 35,1% | -99,5% | -98,8% | -61,8% |
| Bilbao | 409.032 | 1.217.241 | 92,1% | 2.023 | 15.779 | 35,1% | -99,5% | -98,7% | -61,8% |
| Sagunto | 159.274 | 473.983 | 92,1% | 955 | 7.447 | 35,1% | -99,4% | -98,4% | -61,8% |
| Mugardos | 193.476 | 575.766 | 92,1% | 1.334 | 10.403 | 35,1% | -99,3% | -98,2% | -61,8% |
| Desde AA.SS. | 12.298.122 | 59.435.137 | 56,7% | 9.865.532 | 46.311.929 | 58,4% | -19,8% | -22,1% | 3,0% |
| Serrablo | 3.872.157 | 18.675.339 | 56,8% | 3.591.156 | 16.932.068 | 58,1% | -7,3% | -9,3% | 2,3% |
| Gaviota | 4.042.770 | 19.541.465 | 56,7% | 2.492.944 | 11.445.932 | 59,7% | -38,3% | -41,4% | 5,3% |
| Yela | 3.527.951 | 4.168.961 | 231,8% | 3.781.431 | 17.933.929 | 57,8% | 7,2% | 330,2% | -75,1% |
| Marismas | 855.243 | 17.049.373 | 13,7% | - | - | - | -100,0% | -100,0% | - |
| Salida nacional | 336.024.106 | 1.437.426.162 | 64,0% | 389.714.744 | 1.805.470.118 | 59,1% | 16,0% | 25,6% | -7,7% |
| P > 60 bar | 140.568.842 | 509.216.185 | 75,6% | 185.105.249 | 805.568.455 | 63,0% | 31,7% | 58,2% | -16,8% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 35.813.104 | 124.156.111 | 79,0% | 35.516.027 | 124.656.047 | 78,1% | -0,8% | 0,4% | -1,2% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 91.365.359 | 366.774.581 | 68,2% | 99.792.347 | 388.609.107 | 70,4% | 9,2% | 6,0% | 3,1% |
| P ≤ 4 bar | 68.276.801 | 437.279.284 | 42,8% | 69.301.120 | 486.636.509 | 39,0% | 1,5% | 11,3% | -8,8% |
| TOTAL | 363.692.100 | 1.656.925.098 | 60,1% | 429.869.383 | 2.079.439.133 | 56,6% | 18,2% | 25,5% | -5,8% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo 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 2023 es un 0,7% superior a la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de peajes 2022, motivado por el incremento del gas de operación (véase Cuadro 52).

Cuadro 52. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2022 y en la Resolución para el año de gas 2023

| Retribución de la actividad de transporte troncal (€) | Resolución peajes 2022 (A) | Resolución peajes 2023 (B) | Variación (B) sobre (A) (%) |
|---|----------------------------|----------------------------|-----------------------------|
| Retribución a la inversión (1) | 373.955.174 | 342.536.182 | -8,4% |
| Retribución O&M | 99.038.291 | 99.038.291 | 0,0% |
| Gas de operación | 12.038.359 | 46.904.028 | 289,6% |
| Total | 485.031.824 | 488.478.501 | 0,7% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en Cuadro 53 se compara el reparto entrada-salida de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de precios para 2022 y el que resulta de la aplicación de la metodología de la Circular 6/2020 para el año de gas 2023. Como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio, en el año de gas 2023 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 8,9%, mientras que la retribución asignada a los términos de capacidad del peaje de salida se reduce un 13,3%.

Cuadro 53. 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 2022 y en la Resolución para el año de gas 2023

| | | Resolución peajes 2022 | | Resolución peajes 2023 | |
|--------------|----------------------|-------------------------------|----------------|-------------------------------|----------------|
| | | Retribución de transporte (€) | % del total | Retribución de transporte (€) | % del total |
| Entrada | Término de Capacidad | 141.898.040 | 30,5% | 154.551.066 | 36,4% |
| | Término variable | 6.009.636 | | 23.496.830 | |
| Salida | Término de Capacidad | 331.095.426 | 69,5% | 287.023.408 | 63,6% |
| | Término variable | 6.028.722 | | 23.496.830 | |
| Total | | 485.031.824 | 100,00% | 488.568.134 | 100,00% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

En el Cuadro 54 se comparan los peajes de entrada a la red de transporte establecidos en la Resolución de precios de 2022 con los peajes de entrada del año de gas 2023. 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 una reducción en los peajes de todos los puntos de entrada comprendido entre el 1,8% y el 7,1%, motivado, fundamentalmente, porque el incremento del coste asignado a la entrada consecuencia de la variación del reparto entrada-salida ha sido compensado por la mayor capacidad contratada equivalente respecto de la implícita en los peajes del año de gas 2022.

Cuadro 54. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023

| Puntos de entrada | Término de capacidad del peaje de entrada (€/MWh/día/año) | | |
|--------------------------|--|----------------------------------|-----------------------------------|
| | Resolución de peajes 2022 (B) | Resolución peajes 2023 (B) | Variación (B) sobre (A) (%) |
| CI Tarifa | 145,52 | 137,53 | -5,5% |
| CI Almería | 132,16 | 123,62 | -6,5% |
| VIP Pirineos | 96,81 | 94,70 | -2,2% |
| VIP Ibérico | 167,69 | 161,21 | -3,9% |
| Plantas GNL | 98,95 | 93,77 | -5,2% |
| YAC Marismas | 135,13 | 127,59 | -5,6% |
| YAC Aznalcázar | | 124,46 | |
| YAC Poseidón | 139,08 | 131,62 | -5,4% |
| YAC Viura | 72,48 | 71,15 | -1,8% |
| BIO Madrid | 79,46 | 76,26 | -4,0% |
| BIO La Galera (15.03A) | 84,61 | 78,95 | -6,7% |
| BIO Medina Sidonia (K07) | 139,15 | 131,53 | -5,5% |
| BIO Tudela (28A) | 73,17 | 71,06 | -2,9% |
| BIO Mascarague (F25) | 88,05 | 84,28 | -4,3% |
| BIO Sagunto (15.11) | 87,56 | 81,30 | -7,1% |
| BIO Sevilla (F07) | 128,54 | 121,61 | -5,4% |
| TOTAL | 112,01 | 101,67 | -9,2% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Asimismo, los peajes de salida de la red de transporte estimados para el ejercicio 2023 disminuyen respecto de los peajes de salida implícitos en la Resolución de peajes 2022 (véase Cuadro 55).

Cuadro 55. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2023

| Puntos de salida | Término de capacidad del peaje de salida (€/MWh/día/año) | | |
|------------------|---|----------------------------------|-----------------------------------|
| | Resolución de peajes 2022 (B) | Resolución peajes 2023 (B) | Variación (B) sobre (A) (%) |
| Nacional | 204,63 | 139,67 | -31,7% |
| VIP Pirineos | 227,24 | 151,35 | -33,4% |
| VIP Ibérico | 245,71 | 178,42 | -27,4% |
| CI Tarifa | 282,38 | 197,09 | -30,2% |
| GNL | 245,86 | 170,42 | -30,7% |
| TOTAL | 207,26 | 141,17 | -31,9% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 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.

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 evolución de la retribución del transporte, por la evolución de la capacidad contratada a lo largo del periodo regulatorio y, por de 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 56. 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 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Retribución a la inversión y O&M | 441.574.473 | 410.355.737 | 374.718.210 | 341.281.592 |
| Gas de Operación | 46.904.028 | 29.471.193 | 20.754.776 | 12.038.359 |
| Total | 488.478.501 | 439.826.930 | 395.472.986 | 353.319.951 |
| % variación respecto del año anterior | 0,7% | -10,0% | -10,1% | -10,7% |

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

| Punto de Entrada | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CI Tarifa | - | - | - | - |
| CI Almería | 349.736 | 367.223 | 385.584 | 389.440 |
| VIP Pirineos | 214.772 | 225.511 | 236.786 | 239.154 |
| VIP Ibérico | 20.626 | 21.658 | 22.741 | 22.968 |
| Plantas GNL | 933.847 | 825.263 | 746.028 | 689.962 |
| YAC Marismas | - | - | - | - |
| YAC Aznalcázar | 140 | 140 | 140 | 140 |
| YAC Poseidón | - | - | - | - |
| YAC Viura | 187 | 179 | 188 | - |
| BIO Madrid | 625 | 625 | 625 | 625 |
| BIO La Galera (15.03A) | 137 | 137 | 137 | 137 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - |
| BIO Mascarague (F25) | - | - | - | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - |
| AASS | 40.539 | 44.388 | 48.516 | 49.001 |
| Total | 1.560.609 | 1.485.124 | 1.440.745 | 1.391.427 |

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

| Punto de Entrada | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| CI Tarifa | - | - | - | - |
| CI Almería | 43.232.675 | 51.287.717 | 57.087.290 | 60.506.420 |
| VIP Pirineos | 20.339.869 | 23.123.122 | 25.407.336 | 26.603.948 |
| VIP Ibérico | 3.325.172 | 3.838.243 | 4.239.263 | 4.460.209 |
| Plantas GNL | 87.564.159 | 85.795.833 | 81.786.194 | 78.978.198 |
| YAC Marismas | - | - | - | - |
| YAC Aznalcázar | 17.397 | 19.474 | 20.602 | 21.579 |
| YAC Poseidón | - | - | - | - |
| YAC Viura | 13.309 | 13.605 | 14.885 | - |
| BIO Madrid | 47.692 | 52.308 | 54.973 | 57.229 |
| BIO La Galera (15.03A) | 10.792 | 11.993 | 12.652 | 13.212 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | - | - | - | - |
| BIO Tudela (28A) | - | - | - | - |
| BIO Mascarague (F25) | - | - | - | - |
| BIO Sagunto (15.11) | - | - | - | - |
| BIO Sevilla (F07) | - | - | - | - |
| AASS | - | - | - | - |
| Total | 154.551.066 | 164.142.295 | 168.623.195 | 170.640.796 |

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

| Punto de Entrada | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| CI Tarifa | 137,53 | 155,27 | 164,62 | 172,79 |
| CI Almería | 123,62 | 139,66 | 148,05 | 155,37 |
| VIP Pirineos | 94,70 | 102,54 | 107,30 | 111,24 |
| VIP Ibérico | 161,21 | 177,22 | 186,42 | 194,19 |
| Plantas GNL | 93,77 | 103,96 | 109,63 | 114,47 |
| YAC Marismas | 127,59 | 143,06 | 151,39 | 158,58 |
| YAC Aznalcázar | 124,46 | 139,31 | 147,38 | 154,37 |
| YAC Poseidón | 131,62 | 147,35 | 155,89 | 163,29 |
| YAC Viura | 71,15 | 75,86 | 79,05 | 81,60 |
| BIO Madrid | 76,26 | 83,64 | 87,90 | 91,51 |
| BIO La Galera (15.03A) | 78,95 | 87,73 | 92,55 | 96,66 |
| BIO Medina Sidonia (K07) | 131,53 | 148,43 | 157,35 | 165,14 |
| BIO Tudela (28A) | 71,06 | 75,96 | 79,21 | 81,83 |
| BIO Mascaraque (F25) | 84,28 | 92,92 | 97,82 | 102,00 |
| BIO Sagunto (15.11) | 81,30 | 91,40 | 96,74 | 101,35 |
| BIO Sevilla (F07) | 121,61 | 136,18 | 144,09 | 150,94 |
| AASS | - | - | - | - |
| Peaje medio | 101,67 | 113,93 | 121,12 | 127,11 |

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

| Punto de Entrada | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| CI Tarifa | -5,5% | 12,9% | 6,0% | 5,0% |
| CI Almería | -6,5% | 13,0% | 6,0% | 4,9% |
| VIP Pirineos | -2,2% | 8,3% | 4,6% | 3,7% |
| VIP Ibérico | -3,9% | 9,9% | 5,2% | 4,2% |
| Plantas GNL | -5,2% | 10,9% | 5,5% | 4,4% |
| YAC Marismas | -5,6% | 12,1% | 5,8% | 4,8% |
| YAC Aznalcázar | 0,0% | 11,9% | 5,8% | 4,7% |
| YAC Poseidón | -5,4% | 11,9% | 5,8% | 4,7% |
| YAC Viura | -1,8% | 6,6% | 4,2% | 3,2% |
| BIO Madrid | -4,0% | 9,7% | 5,1% | 4,1% |
| BIO La Galera (15.03A) | -6,7% | 11,1% | 5,5% | 4,4% |
| BIO Medina Sidonia (K07) | -5,5% | 12,9% | 6,0% | 4,9% |
| BIO Tudela (28A) | -2,9% | 6,9% | 4,3% | 3,3% |
| BIO Mascaraque (F25) | -4,3% | 10,3% | 5,3% | 4,3% |
| BIO Sagunto (15.11) | -7,1% | 12,4% | 5,8% | 4,8% |
| BIO Sevilla (F07) | -5,4% | 12,0% | 5,8% | 4,8% |
| AASS | | | | |
| Peaje medio | -9,2% | 12,1% | 6,3% | 5,0% |

Fuente: CNMC

Cuadro 57. 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 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Retribución a la inversión y O&M | 441.574.473 | 410.355.737 | 374.718.210 | 341.281.592 |
| Gas de Operación | 46.904.028 | 29.471.193 | 20.754.776 | 12.038.359 |
| Total | 488.478.501 | 439.826.930 | 395.472.986 | 353.319.951 |
| % variación respecto del año anterior | 0,7% | -10,0% | -10,1% | -10,7% |

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

| Punto de Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|-----------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Nacional | 1.805.470 | 1.568.208 | 1.518.344 | 1.470.045 |
| Plantas GNL | 69 | 69 | 69 | 69 |
| CI Tarifa | - | - | - | - |
| VIP Francia | 213.186 | 213.186 | 213.186 | 213.186 |
| VIP Portugal | 14.402 | 14.402 | 14.402 | 14.402 |
| AA.SS | 46.312 | 52.142 | 56.990 | 57.560 |
| Total | 2.079.439 | 1.848.007 | 1.802.992 | 1.755.262 |

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

| Punto de Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|-----------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Nacional | 252.176.897 | 211.858.009 | 176.294.727 | 145.120.727 |
| Plantas GNL | 11.787 | 11.479 | 9.853 | 8.383 |
| CI Tarifa | - | - | - | - |
| VIP Francia | 32.265.129 | 31.821.130 | 27.608.676 | 23.647.416 |
| VIP Portugal | 2.569.594 | 2.522.824 | 2.181.760 | 1.864.270 |
| AA.SS | - | - | - | - |
| Total | 287.023.408 | 246.213.442 | 206.095.016 | 170.640.796 |

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

| Punto de Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Nacional | 139,67 | 135,10 | 116,11 | 98,72 |
| Plantas GNL | 170,42 | 165,96 | 142,45 | 121,20 |
| CI Tarifa | 197,09 | 193,18 | 166,82 | 142,42 |
| VIP Francia | 151,35 | 149,26 | 129,51 | 110,92 |
| VIP Portugal | 178,42 | 175,17 | 151,49 | 129,45 |
| AA.SS | - | - | - | - |
| Peaje medio | 141,17 | 137,10 | 118,04 | 100,51 |

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

| Punto de Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Nacional | -31,7% | -3,3% | -14,1% | -15,0% |
| Plantas GNL | -30,7% | -2,6% | -14,2% | -14,9% |
| CI Tarifa | -30,2% | -2,0% | -13,6% | -14,6% |
| VIP Francia | -33,4% | -1,4% | -13,2% | -14,3% |
| VIP Portugal | -27,4% | -1,8% | -13,5% | -14,6% |
| AA.SS | - | - | - | - |
| Peaje medio | -28,6% | -2,9% | -13,9% | -14,8% |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 58. 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 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Retribución a la inversión y O&M | 441.574.473 | 410.355.737 | 374.718.210 | 341.281.592 |
| Gas de Operación | 46.904.028 | 29.471.193 | 20.754.776 | 12.038.359 |
| Total | 488.478.501 | 439.826.930 | 395.472.986 | 353.319.951 |
| % variación respecto del año anterior | 0,7% | -10,0% | -10,1% | -10,7% |

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

| Volumen demandado (MWh) | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|-------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Entrada | 431.515.473 | 381.444.554 | 370.745.508 | 358.547.735 |
| Salida | 429.869.383 | 379.929.032 | 369.538.428 | 357.445.235 |
| Total | 861.384.855 | 761.373.586 | 740.283.936 | 715.992.971 |

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

| Entrada/Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Entrada | 50,1% | 50,1% | 50,1% | 50,1% |
| Salida | 49,9% | 49,9% | 49,9% | 49,9% |
| Total | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

| Entrada/Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|----------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Entrada | 23.496.830 | 14.764.928 | 10.394.309 | 6.028.448 |
| Salida | 23.407.198 | 14.706.265 | 10.360.467 | 6.009.911 |
| Total | 46.904.028 | 29.471.193 | 20.754.776 | 12.038.359 |

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

| Entrada/Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Entrada | 0,0544519 | 0,0387079 | 0,0280362 | 0,0168135 |
| Salida | 0,0544519 | 0,0387079 | 0,0280362 | 0,0168135 |
| Peaje medio | 0,0544519 | 0,0387079 | 0,0280362 | 0,0168135 |

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

| Entrada/Salida | Año de gas 2023 | Año de gas 2024 | Año de gas 2025 | Año de gas 2026 |
|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Entrada | 228,5% | -28,9% | -27,6% | -40,0% |
| Salida | 228,5% | -28,9% | -27,6% | -40,0% |
| Peaje medio | 228,5% | -28,9% | -27,6% | -40,0% |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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 59 se detalla la retribución prevista para el año de gas 2023 de la actividad de transporte asociada a la red de influencia local, transporte secundario y distribución, incluida en la Resolución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de regasificación de transporte y de distribución de gas natural.

Se indica que, por las mismas razones expuestas para la retribución del transporte troncal, no procede la imputación de desvíos de ejercicios anteriores. En consecuencia, en el año de gas 2023 se imputa a los peajes de redes locales 1.518,7 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 86,1% corresponde a la red de distribución.

Cuadro 59. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2023

| Retribución asignada a los peajes de redes locales (€) | Año de gas 2023 | % sobre el total |
|--|----------------------|------------------|
| Retribución de la red de influencia local | 145.139.970 | 9,6% |
| Retribución a la inversión | 90.807.470 | 6,0% |
| Retribución O&M | 49.378.153 | 3,3% |
| Gas de Operación | 4.954.347 | 0,3% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. |
| Retribución de la red de transporte secundario | 66.047.734 | 4,3% |
| Retribución a la inversión | 43.330.720 | 2,9% |
| Retribución O&M | 19.999.269 | 1,3% |
| Gas de Operación | 2.717.746 | 0,2% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. |
| Retribución de la red de distribución | 1.307.470.772 | 86,1% |
| Retribución de las redes | 1.307.470.772 | 86,1% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. |
| Total | 1.518.658.477 | 100,0% |

Fuente: CNMC

8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación

En Cuadro 60 se muestran el número de suministros, las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes previstos para el año de gas 2023 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 60. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2023

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

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 61 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 62 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 63 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 61. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2023

| | Año gas 2023 |
|--|--|
| Retribución de la red de distribución (€) (A) | 1.307.470.772 |
| Inductor de coste (B) | |
| | % de la retribución de distribución por inductor de coste |
| Puntos de suministro | 14,46% |
| Capacidad | 85,54% |
| Total | 100,00% |
| Retribución de la distribución por criterio de asignación (€) (A) * (B) | |
| | Año gas 2023 |
| Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro | 189.060.274 |
| Retribución de la distribución asignada por capacidad | 1.118.410.499 |
| Total | 1.307.470.772 |

Fuente: CNMC

Cuadro 62. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023

| | |
|---|----------------------|
| Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A) | 1.118.410.499 |
| % de retribución de cada nivel de presión sobre el total (B) | |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 10,5% |
| P ≤ 4 bar | 89,5% |
| Retribución por nivel de presión (€) (A) * (B) | |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 117.433.102 |
| P ≤ 4 bar | 1.000.977.396 |

Fuente: CNMC

Cuadro 63. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2023

| Retribución de redes locales (€) | Año de gas 2023 | % sobre el total |
|----------------------------------|----------------------|------------------|
| Presión (P) > 60 bar | 140.185.623 | 10,6% |
| 16 bar < P ≤ 60 bar | 63.329.988 | 4,8% |
| 4 bar < P ≤ 16 bar | 117.433.102 | 8,9% |
| p ≤ 4 bar | 1.000.977.396 | 75,7% |
| Total | 1.321.926.110 | 100,0% |

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 2017²⁶, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 64 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes α_j^i resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

²⁶ El balance correspondiente el día 5 de diciembre de 2017 se encuentra disponible en el Anexo IV de la Memoria que acompaña la Circular 6/2020 (<https://www.cnmc.es/node/382322>)

Cuadro 64. 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 _i) (€) | Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario | α^j_j | Retribución asignada a cada nivel de presión (€) |
|-----------------------------|---|--|-------------------------|--|
| NP0 (P ≤ 4 bar) | 1.000.977.396 | NP0 | $\alpha^0_{0,p}$ 1,0000 | 1.000.977.396 |
| NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar) | 117.433.102 | NP1 | $\alpha^1_{1,p}$ 0,4073 | 47.835.011 |
| | | NP0 | $\alpha^1_{0,p}$ 0,5927 | 69.598.092 |
| NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar) | 63.329.988 | NP2 | $\alpha^2_{2,p}$ 0,4105 | 25.996.136 |
| | | NP1 | $\alpha^2_{1,p}$ 0,2267 | 14.354.201 |
| | | NP0 | $\alpha^2_{0,p}$ 0,3629 | 22.979.651 |
| NP3 (P > 60 bar) | 140.185.623 | NP3 | $\alpha^3_{3,p}$ 0,5046 | 70.742.263 |
| | | NP2 | $\alpha^3_{2,p}$ 0,0524 | 7.349.347 |
| | | NP1 | $\alpha^3_{1,p}$ 0,1780 | 24.960.004 |
| | | NP0 | $\alpha^3_{0,p}$ 0,2649 | 37.134.010 |

Fuente: CNMC

Por último, en el Cuadro 65 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.

Cuadro 65. 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 | 1.000.977.396 | 1.000.977.396 | 69.598.092 |
| | NP1 | 69.598.092 | | |
| | NP2 | 22.979.651 | | |
| | NP3 | 37.134.010 | | |
| | Total retribución | 1.130.689.148 | | |
| NP1 | NP1 | 47.835.011 | 47.835.011 | 14.354.201 |
| | NP2 | 14.354.201 | | |
| | NP3 | 24.960.004 | | |
| | Total retribución | 87.149.216 | | |
| NP2 | NP2 | 25.996.136 | 25.996.136 | 7.349.347 |
| | NP3 | 7.349.347 | | |
| | Total retribución | 33.345.483 | | |
| NP3 | NP3 | 70.742.263 | 70.742.263 | - |
| | Total retribución | 70.742.263 | | |

Fuente: CNMC

A continuación, se determinan los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión (véase Cuadro 66) y se facturan los suministros al coste unitario fijo y variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados (véanse Cuadro 67 y Cuadro 68), con lo que se obtiene la retribución a recuperar por cada grupo tarifario (véase Cuadro 69).

Cuadro 66. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2023

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) | 1.000.977.396 | 129.711.752 |
| NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar) | 47.835.011 | 39.314.205 |
| NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar) | 25.996.136 | 7.349.347 |
| NP3 (P > 60 bar) | 70.742.263 | - |
| Total | 1.145.550.806 | 176.375.304 |

II. Variables inductoras del coste

| Nivel de presión | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C) | Volumen (MWh) (D) |
|---------------------------|--|--------------------|
| NP0 (P ≤ 4 bar) | 495.274.757 | 70.665.099 |
| NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar) | 389.925.865 | 100.121.672 |
| NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar) | 123.339.289 | 35.186.703 |
| NP3 (P > 60 bar) | 805.568.455 | 185.105.249 |
| Total | 1.814.108.366 | 391.078.722 |

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) | 2,021 | 1,836 |
| NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar) | 0,123 | 0,393 |
| NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar) | 0,211 | 0,209 |
| NP3 (P > 60 bar) | 0,088 | - |

Fuente: CNMC

Cuadro 67. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023

| 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 | 83.876.231 | 159.656 | 1 | 1.902 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 176.816.995 | 19.492 | - | 91 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 60.106.307 | 59.185 | 0 | 3.019 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 49.053.439 | 490.454 | 2.596 | 112.139 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 79.015.490 | 2.845.932 | 73.776 | - |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 19.125.418 | 9.228.330 | 466.408 | 39.950 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 13.549.065 | 31.619.556 | 1.463.953 | 89.755 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 12.516.125 | 75.280.346 | 3.354.324 | 1.026.754 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 1.215.687 | 95.949.842 | 7.245.445 | 3.053.283 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | 128.570.718 | 29.500.287 | 17.646.453 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | - | 45.702.352 | 81.232.497 | 783.595.109 |
| Total | | 495.274.757 | 389.925.865 | 123.339.289 | 805.568.455 |

| | P ≤ 4 bar | 4 bar < P ≤ 16 bar | 16 bar < P ≤ 60 bar | P > 60 bar |
|---|-----------|--------------------|---------------------|------------|
| Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B) | 2,0211 | 0,1227 | 0,2108 | 0,0878 |

| 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 | 169.518.454 | 19.586 | 0 | 167 | 169.538.208 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 357.356.826 | 2.391 | - | 8 | 357.359.225 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 121.478.136 | 7.261 | 0 | 265 | 121.485.662 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 99.139.686 | 60.168 | 547 | 9.848 | 99.210.249 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 159.694.630 | 349.131 | 15.550 | - | 160.059.311 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 38.653.516 | 1.132.106 | 98.305 | 3.508 | 39.887.435 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 27.383.402 | 3.878.998 | 308.556 | 7.882 | 31.578.839 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 25.295.775 | 9.235.182 | 706.989 | 90.166 | 35.328.111 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 2.456.971 | 11.770.857 | 1.527.117 | 268.129 | 16.023.074 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | 15.772.695 | 6.217.755 | 1.549.651 | 23.540.101 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | - | 5.606.636 | 17.121.317 | 68.812.639 | 91.540.592 |
| Total | | 1.000.977.396 | 47.835.011 | 25.996.136 | 70.742.263 | |

Fuente: CNMC

Cuadro 68. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2023

| 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 | 11.485.283 | 628 | 0 | 0 | |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.561.665 | 272 | - | 22 | |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.329.732 | 3.030 | 0 | 298 | |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.489.450 | 59.072 | 365 | 1.463 | |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 13.013.059 | 657.496 | 8.984 | - | |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 3.366.184 | 2.563.075 | 83.882 | 5.749 | |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 3.082.215 | 5.909.247 | 253.337 | 19.888 | |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 2.965.312 | 15.226.913 | 689.827 | 224.859 | |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 372.199 | 25.149.930 | 1.764.020 | 686.533 | |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | 36.740.773 | 8.415.146 | 4.671.191 | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | - | 13.811.236 | 23.971.142 | 179.495.247 | |
| Total | | 70.665.099 | 100.121.672 | 35.186.703 | 185.105.249 | |
| | | P ≤ 4 bar | 4 bar < P ≤ 16 bar | 16 bar < P ≤ 60 bar | P > 60 bar | |
| Coste unitario variable (€/MWh) | | 1,8356 | 0,3927 | 0,2089 | - | |
| 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 | 21.082.206 | 247 | 0 | - | 21.082.452 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 39.578.255 | 107 | - | - | 39.578.362 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 13.454.341 | 1.190 | 0 | - | 13.455.531 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 13.747.517 | 23.195 | 76 | - | 13.770.789 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 23.886.568 | 258.175 | 1.876 | - | 24.146.620 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 6.178.915 | 1.006.428 | 17.520 | - | 7.202.863 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 5.657.666 | 2.320.350 | 52.914 | - | 8.030.930 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5.443.081 | 5.979.065 | 144.082 | - | 11.566.228 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 683.203 | 9.875.479 | 368.446 | - | 10.927.128 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | 14.426.789 | 1.757.648 | - | 16.184.437 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | - | 5.423.179 | 5.006.784 | - | 10.429.964 |
| Total | | 129.711.752 | 39.314.205 | 7.349.347 | - | |

Fuente: CNMC

Cuadro 69. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2023

| 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 | $C \leq 5.000$ | 169.538.208 | 21.082.452 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 357.359.225 | 39.578.362 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 121.485.662 | 13.455.531 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 99.210.249 | 13.770.789 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 160.059.311 | 24.146.620 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 39.887.435 | 7.202.863 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 31.578.839 | 8.030.930 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 35.328.111 | 11.566.228 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 16.023.074 | 10.927.128 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 23.540.101 | 16.184.437 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 91.540.592 | 10.429.964 |
| Total | | 1.145.550.806 | 176.375.304 |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 70 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 71 se presenta la asignación de la retribución asociada al gas de operación.

Cuadro 70. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2023

| | |
|---|--------------------|
| Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A) | 189.060.274 |
| Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B) | 8.103.324 |
| Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B) | 1,9443 |

| 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 ≤ 5.000 | 4.701.483 | 109.691.235 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.921.364 | 68.158.930 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 396.979 | 9.262.007 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 57.931 | 1.351.589 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 21.003 | 490.022 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.292 | 53.483 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 1.145 | 26.724 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 679 | 15.839 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 286 | 6.676 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 146 | 3.411 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 15 | 359 |
| Total | | 8.103.324 | 189.060.274 |

Fuente: CNMC

**Cuadro 71. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación.
Año de gas 2023**

| | |
|---|--------------------|
| Retribución del gas de operación (€) (A) | 7.672.093 |
| Demanda suministrada desde redes locales (kWh) (B) | 391.078.722 |
| Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B) | 0,0016 |

| 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 | 11.485.911 | 225.328 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.561.958 | 422.998 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.333.060 | 143.858 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.550.349 | 148.121 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 13.679.540 | 268.362 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 6.018.890 | 118.077 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 9.264.687 | 181.753 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 19.106.911 | 374.835 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 27.972.682 | 548.762 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 49.827.110 | 977.497 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 217.277.625 | 4.262.503 |
| Total | | 391.078.722 | 7.672.093 |

Fuente: CNMC

Finalmente, en el Cuadro 72 se muestra el resumen de la asignación de la retribución a los términos fijos y variable de cada grupo tarifario.

Cuadro 72. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2023

| 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 | 169.538.208 | 109.691.235 | 279.229.443 | 21.082.452 | 225.328 | 21.307.780 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 357.359.225 | 68.158.930 | 425.518.155 | 39.578.362 | 422.998 | 40.001.359 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 121.485.662 | 9.262.007 | 130.747.669 | 13.455.531 | 143.858 | 13.599.390 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 99.210.249 | 1.351.589 | 100.561.837 | 13.770.789 | 148.121 | 13.918.910 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 160.059.311 | 490.022 | 160.549.333 | 24.146.620 | 268.362 | 24.414.982 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 39.887.435 | 53.483 | 39.940.918 | 7.202.863 | 118.077 | 7.320.940 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 31.578.839 | 26.724 | 31.605.562 | 8.030.930 | 181.753 | 8.212.683 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 35.328.111 | 15.839 | 35.343.949 | 11.566.228 | 374.835 | 11.941.063 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 16.023.074 | 6.676 | 16.029.751 | 10.927.128 | 548.762 | 11.475.890 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 23.540.101 | 3.411 | 23.543.512 | 16.184.437 | 977.497 | 17.161.934 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 91.540.592 | 359 | 91.540.951 | 10.429.964 | 4.262.503 | 14.692.466 |
| Total | | 1.145.550.806 | 189.060.274 | 1.334.611.080 | 176.375.304 | 7.672.093 | 184.047.397 |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 73 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 74, el Cuadro 75, el Cuadro 76 y el Cuadro 77 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 73. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario.
Año de gas 2023**

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 | $C \leq 5.000$ | 279.229.443 | 21.307.780 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 425.518.155 | 40.001.359 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 130.747.669 | 13.599.390 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 100.561.837 | 13.918.910 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 160.549.333 | 24.414.982 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 39.940.918 | 7.320.940 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 31.605.562 | 8.212.683 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 35.343.949 | 11.941.063 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 16.029.751 | 11.475.890 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 23.543.512 | 17.161.934 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 91.540.951 | 14.692.466 |
| Total | | 1.334.611.080 | 184.047.397 |

II. Variables inductoras del coste

| Peaje | Tamaño (kWh) | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (C) | Volumen (kWh) (D) |
|--------------|------------------------------------|---|------------------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 84.037.789 | 11.485.911.349 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 176.836.578 | 21.561.958.038 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 60.168.511 | 7.333.059.678 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 49.658.629 | 7.550.349.087 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 81.935.198 | 13.679.539.634 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 28.860.106 | 6.018.890.338 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 46.722.330 | 9.264.687.042 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 92.177.550 | 19.106.911.027 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 107.464.257 | 27.972.681.744 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 175.717.459 | 49.827.109.603 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 910.529.959 | 217.277.624.607 |
| Total | | 1.814.108.366 | 391.078.722.146 |

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 | $C \leq 5.000$ | 3,322665 | 0,001855 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 2,406279 | 0,001855 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 2,173025 | 0,001855 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 2,025063 | 0,001843 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 1,959467 | 0,001785 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 1,383949 | 0,001216 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 0,676455 | 0,000886 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 0,383433 | 0,000625 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 0,149164 | 0,000410 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 0,133985 | 0,000344 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 0,100536 | 0,000068 |

Fuente: CNMC

Cuadro 74. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2023

| 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 | $C \leq 5.000$ | 4.701.485 | 84.037.789 | 11.485.911 | 279.229.443 | 59,391755 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 2.921.366 | 176.836.578 | 21.561.958 | 425.518.155 | 145,657248 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 396.986 | 60.168.511 | 7.333.060 | 130.747.669 | 329,350428 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 57.944 | 49.658.629 | 7.550.349 | 100.561.837 | 1.735,496017 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 21.011 | 81.935.198 | 13.679.540 | 160.549.333 | 7.641,203345 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 2.325 | 28.860.106 | 6.018.890 | 39.940.918 | 17.179,267313 |

Fuente: CNMC

Cuadro 75. 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 2023

| 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 | $C \leq 5.000$ | 5.000 | 59,391755 | 0,001855 | 59,391755 | 9,275616 | 68,667371 | n.a. |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 15.000 | 145,657248 | 0,001855 | 145,657248 | 27,827732 | 173,484980 | 68,667371 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 50.000 | 329,350428 | 0,001855 | 329,350428 | 92,726571 | 422,076998 | 173,484980 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 300.000 | 1.735,496017 | 0,001843 | 1.735,496017 | 553,043691 | 2.288,539708 | 422,076998 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 1.500.000 | 7.641,203345 | 0,001785 | 7.641,203345 | 2.677,171486 | 10.318,374831 | 2.288,539708 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 5.000.000 | 17.179,267313 | 0,001216 | 17.179,267313 | 6.081,636324 | 23.260,903637 | 10.318,374831 |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 76. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de telemedida. Año de gas 2023

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 | $C \leq 5.000$ | 4.701.485 | 11.485.911 | n.a. | n.a. |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 2.921.366 | 21.561.958 | 68,667371 | 200.602.535 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 396.986 | 7.333.060 | 173,484980 | 68.871.192 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 57.944 | 7.550.349 | 422,076998 | 24.456.892 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 21.011 | 13.679.540 | 2.288,539708 | 48.084.511 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 2.325 | 6.018.890 | 10.318,374831 | 23.989.694 |

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 | $C \leq 5.000$ | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 465.519.514 | 200.602.535 | 264.916.979 | 0,012286 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 144.347.059 | 68.871.192 | 75.475.866 | 0,010293 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 114.480.747 | 24.456.892 | 90.023.855 | 0,011923 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 184.964.315 | 48.084.511 | 136.879.804 | 0,010006 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 47.261.858 | 23.989.694 | 23.272.164 | 0,003867 |

Fuente: CNMC

Cuadro 77. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2023

I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2

| | Facturación peaje RL.2 (€) | % sobre total facturación (A) |
|------------------|----------------------------------|-------------------------------------|
| Término fijo | 200.602.535 | 43,1% |
| Término variable | 264.916.979 | 56,9% |
| Total | 465.519.514 | 100,0% |

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

| | |
|--|--------------------|
| Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B) | 300.537.223 |
|--|--------------------|

| | Término fijo | Término variable |
|--|--------------------|--------------------|
| Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B) | 129.508.059 | 171.029.164 |

| | Nº de suministros | Volumen (MWh) |
|------------------------------|-------------------|-------------------|
| Variables de facturación (D) | 4.701.485 | 11.485.911 |

| | Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D) | Término variable (€/kWh) (C) / (D) |
|-------------------------|---|---|
| Términos del peaje RL.1 | 27,546203 | 0,014890 |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 78 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 2023.

Cuadro 78. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2023

| 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 | 27,546203 | 0,014890 | 3,322665 | 0,001855 | 0,02617 | 43,1% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,667371 | 0,012286 | 2,406279 | 0,001855 | 0,02159 | 43,1% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,484980 | 0,010293 | 2,173025 | 0,001855 | 0,01968 | 47,7% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 422,076998 | 0,011923 | 2,025063 | 0,001843 | 0,01516 | 21,4% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.288,539708 | 0,010006 | 1,959467 | 0,001785 | 0,01352 | 26,0% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.318,374831 | 0,003867 | 1,383949 | 0,001216 | 0,00785 | 50,8% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,676455 | 0,000886 | 0,00430 | 79,4% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,383433 | 0,000625 | 0,00247 | 74,7% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,149164 | 0,000410 | 0,00098 | 58,3% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,133985 | 0,000344 | 0,00082 | 57,8% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,100536 | 0,000068 | 0,00049 | 86,2% |

Fuente: CNMC

Una vez determinados los peajes que resultan de la metodología establecida en la Circular 6/2020, se aplica el procedimiento previsto en la Resolución de 27 de mayo de 2021 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 79 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios que resultan de aplicar la metodología para el año de gas 2023, 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 79. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los precios de los peajes del año de gas 2023

| Facturación por caudal | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 | | | Facturación a los precios del año de gas 2023 | | | % variación 2023 sobre 2022 | | |
|---|-----------------------------|---|---|--------------------------------|---|---------------------------------|--------------------|---|---------------------------------|--------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------|
| 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 |
| Suministrados desde la red T&D | | 22.356 | 124.128.537 | 22.362.577 | 53.249.843 | 139.540.647 | 192.790.489 | 195.061.611 | 32.550.457 | 227.912.067 | 286,3% | -76,5% | 15,2% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 32.046.434 | 128.789.242 | 160.835.676 | 153.427.997 | 22.953.924 | 176.381.921 | 376,8% | -82,2% | 9,7% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 2.866.786 | 951.734 | 3.818.520 | 5.721.073 | 1.189.522 | 6.910.595 | 99,6% | 25,0% | 81,0% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 6.312.011 | 3.437.907 | 9.749.918 | 13.472.313 | 3.226.559 | 16.698.872 | 113,4% | -6,1% | 71,3% |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 33.173.265 | 6.182.472 | 12.024.612 | 6.361.764 | 18.386.375 | 22.440.227 | 5.480.453 | 27.920.680 | 86,6% | -13,9% | 51,9% |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.150 | 8.638.248 | 1.363.978 | 6.342.994 | 12.147.347 | 18.490.341 | 18.989.981 | 2.203.064 | 21.193.045 | 199,4% | -81,9% | 14,6% |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 2.003.078 | 3.419.259 | 5.422.337 | 5.589.842 | 461.018 | 6.050.860 | 179,1% | -68,5% | 11,8% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 2.132.563 | 3.803.103 | 5.935.666 | 6.475.711 | 610.597 | 7.086.308 | 203,7% | -83,9% | 19,4% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 759.607 | 1.794.957 | 2.544.565 | 2.976.544 | 310.677 | 3.287.221 | 291,9% | -82,6% | 29,2% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 729.468 | 1.140.912 | 1.870.380 | 1.457.916 | 282.239 | 1.740.155 | 99,9% | -75,3% | -7,0% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 366.476 | 1.118.384 | 1.484.860 | 1.400.262 | 271.537 | 1.671.799 | 282,1% | -75,7% | 12,6% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 114.015 | 601.382 | 715.396 | 565.743 | 105.858 | 671.601 | 396,2% | -82,4% | -6,1% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 18 | 412.029 | 74.796 | 95.117 | 190.730 | 285.847 | 278.719 | 66.303 | 345.022 | 193,0% | -65,2% | 20,7% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5 | 639.602 | 151.746 | 142.671 | 88.619 | 231.290 | 245.245 | 94.835 | 340.080 | 71,9% | 7,0% | 47,0% |

| Facturación por cliente | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 | | | Facturación a los precios del año de gas 2023 | | | % variación 2023 sobre 2022 | | |
|---|---------------------------|---|---|--------------------------------|---|---------------------------------|--------------------|---|---------------------------------|--------------------|-----------------------------|------------------------------------|--------------|
| 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 |
| Suministrados desde la red T&D | | 21.625 | 90.955.273 | 16.180.106 | 19.642.545 | 156.670.852 | 176.313.398 | 56.580.646 | 145.614.206 | 202.194.852 | 188,1% | -7,1% | 14,7% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 10.880.638 | 149.456.738 | 160.337.377 | 45.711.989 | 128.688.546 | 174.400.535 | 320,1% | -13,9% | 8,8% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 2.140.146 | 2.022.768 | 4.162.914 | 1.757.248 | 6.668.916 | 8.426.164 | -17,9% | 229,7% | 102,4% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 6.621.761 | 5.191.346 | 11.813.107 | 9.111.409 | 10.256.744 | 19.368.153 | 37,6% | 97,6% | 64,0% |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.126 | 7.586.617 | 1.137.437 | 3.625.164 | 13.894.703 | 17.519.867 | 9.432.001 | 13.152.747 | 22.584.748 | 160,2% | -5,3% | 28,9% |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 1.030.498 | 4.003.011 | 5.033.509 | 3.205.283 | 3.700.410 | 6.905.693 | 211,0% | -7,6% | 37,2% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 1.181.808 | 4.411.995 | 5.593.803 | 3.006.023 | 4.043.801 | 7.049.824 | 154,4% | -8,3% | 26,0% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 500.929 | 2.040.262 | 2.541.192 | 1.652.780 | 1.724.238 | 3.377.018 | 229,9% | -15,5% | 32,9% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 548.803 | 1.417.566 | 1.966.369 | 484.606 | 1.825.450 | 2.310.056 | -11,7% | 28,8% | 17,5% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 250.130 | 1.362.873 | 1.613.003 | 615.274 | 1.522.343 | 2.137.616 | 146,0% | 11,7% | 32,5% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 112.996 | 658.996 | 771.992 | 468.035 | 336.506 | 804.541 | 314,2% | -48,9% | 4,2% |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 80 se compara la facturación del escenario de demanda previsto para el ejercicio 2023 a los precios de la Resolución de peajes de 2022 y a los precios 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 2023, teniendo en cuenta que se debe laminar en los cuatro 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 2023 para este colectivo. Se indica que para determinados grupos tarifarios la aplicación del periodo transitorio supondrá una reducción respecto de los peajes del año de gas 2022, en lugar del incremento que resulta de aplicar los peajes del año de gas 2023, por lo tanto para este colectivo se mantiene la facturación total que resulta de considerar los peajes de la Resolución del año de gas 2022, aplicando el transitorio a la relación entre el término fijo y el término variable que resulta de aplicar el transitorio (véase Cuadro 81).

Cuadro 80. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2023 a los precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 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 2023 | | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (A) | | | Facturación a precios del año de gas 2026 (B) | | | Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 4 | | | 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 |
| Suministrados desde la red T&D | | 22.356 | 124.128.537 | 22.362.577 | 53.249.843 | 139.540.647 | 192.790.489 | 172.583.080 | 27.684.365 | 200.267.445 | 29.833.309 | -27.964.070 | 1.869.239 | 83.083.152 | 111.576.576 | 194.659.728 | 56,0% | -20,0% | 1,0% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 32.046.434 | 128.789.242 | 160.835.676 | 135.989.617 | 19.466.234 | 155.455.851 | 25.985.796 | -27.330.752 | -1.344.956 | 58.032.230 | 101.458.490 | 159.490.720 | 81,1% | -21,2% | -0,8% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 2.866.786 | 951.734 | 3.818.520 | 5.070.825 | 1.008.782 | 6.079.607 | 551.010 | 14.262 | 565.272 | 3.417.796 | 965.996 | 4.383.792 | 19,2% | 1,5% | 14,8% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 6.312.011 | 3.437.907 | 9.749.918 | 11.887.781 | 2.696.993 | 14.584.773 | 1.393.943 | -185.229 | 1.208.714 | 7.705.953 | 3.252.679 | 10.958.632 | 22,1% | -5,4% | 12,4% |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 33.173.265 | 6.182.472 | 12.024.612 | 6.361.764 | 18.386.375 | 19.634.858 | 4.512.356 | 24.147.214 | 1.902.562 | -462.352 | 1.440.210 | 13.927.173 | 5.899.412 | 19.826.585 | 15,8% | -7,3% | 7,8% |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.150 | 8.638.248 | 1.363.978 | 6.342.994 | 12.147.347 | 18.490.341 | 16.859.312 | 1.863.636 | 18.722.948 | 2.629.079 | -2.570.928 | 58.152 | 8.972.074 | 9.576.419 | 18.548.493 | 41,4% | -21,2% | 0,3% |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 2.003.078 | 3.419.259 | 5.422.337 | 4.974.207 | 391.566 | 5.365.774 | 742.782 | -756.923 | -14.141 | 2.745.860 | 2.662.336 | 5.408.196 | 37,1% | -22,1% | -0,3% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 2.132.563 | 3.803.103 | 5.935.666 | 5.750.510 | 518.613 | 6.269.123 | 904.487 | -821.123 | 83.364 | 3.037.050 | 2.981.981 | 6.019.030 | 42,4% | -21,6% | 1,4% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 1.67.523 | 1.784.957 | 2.544.565 | 2.641.150 | 263.869 | 2.905.019 | 470.386 | -380.272 | 90.114 | 1.229.993 | 1.404.685 | 2.634.678 | 61,9% | -21,3% | 3,5% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 729.468 | 1.140.912 | 1.870.380 | 1.295.394 | 239.676 | 1.535.069 | 141.481 | -225.309 | -83.828 | 870.950 | 915.603 | 1.786.552 | 19,4% | -19,7% | -4,5% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 366.476 | 1.116.384 | 1.484.860 | 1.241.111 | 230.279 | 1.471.390 | 218.659 | -222.026 | -3.368 | 585.135 | 896.358 | 1.481.492 | 59,7% | -19,9% | -0,2% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 114.015 | 601.382 | 715.396 | 499.204 | 88.484 | 587.687 | 96.297 | -128.225 | -31.927 | 210.312 | 473.157 | 683.469 | 84,5% | -21,3% | -4,5% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 18 | 412.029 | 74.796 | 95.117 | 190.730 | 285.847 | 243.875 | 54.591 | 298.466 | 37.190 | -34.035 | 3.155 | 132.306 | 156.695 | 289.002 | 39,1% | -17,8% | 1,1% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5 | 639.602 | 151.746 | 142.671 | 88.619 | 231.290 | 213.862 | 76.559 | 290.421 | 17.798 | -3.015 | 14.783 | 160.469 | 85.604 | 246.073 | 12,5% | -3,4% | 6,4% |

| Facturación por cliente | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (A) | | | Facturación a precios del año de gas 2026 (B) | | | Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 4 | | | 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 |
| Suministrados desde la red T&D | | 21.625 | 90.955.273 | 16.180.106 | 19.642.545 | 156.670.852 | 176.313.398 | 48.553.333 | 127.655.496 | 176.208.829 | 7.227.697 | -7.253.839 | -26.142 | 26.870.242 | 149.417.013 | 176.287.255 | 36,8% | -4,6% | 0,0% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 10.880.638 | 149.456.738 | 160.337.377 | 39.243.960 | 113.132.244 | 152.376.204 | 7.090.830 | -9.081.123 | -1.990.293 | 17.971.469 | 140.375.615 | 158.347.083 | 65,2% | -6,1% | -1,2% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 2.140.146 | 2.022.768 | 4.162.914 | 1.508.605 | 5.862.755 | 7.371.361 | -157.885 | 959.997 | 802.112 | 1.982.261 | 2.982.765 | 4.965.026 | -7,4% | 47,5% | 19,3% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 6.621.761 | 5.191.346 | 11.813.107 | 7.800.768 | 8.660.496 | 16.461.264 | 294.752 | 867.288 | 1.162.039 | 6.916.512 | 6.058.634 | 12.975.146 | 4,5% | 16,7% | 9,8% |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.126 | 7.586.617 | 1.137.437 | 3.625.164 | 13.894.703 | 17.519.867 | 8.304.259 | 11.609.058 | 19.913.318 | 1.169.774 | -571.411 | 598.363 | 4.794.938 | 13.323.292 | 18.118.230 | 32,3% | -4,1% | 3,4% |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 1.030.498 | 4.003.011 | 5.033.509 | 2.838.202 | 3.283.259 | 6.121.460 | 451.926 | -179.938 | 271.988 | 1.482.424 | 3.823.073 | 5.305.497 | 43,9% | -4,5% | 5,4% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 1.181.808 | 4.411.995 | 5.593.803 | 2.655.477 | 3.578.607 | 6.234.085 | 368.417 | -208.347 | 160.071 | 1.550.225 | 4.203.648 | 5.753.873 | 31,2% | -4,7% | 2,9% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 500.929 | 2.040.262 | 2.541.192 | 1.456.117 | 1.526.345 | 2.982.462 | 238.797 | -128.479 | 110.318 | 739.726 | 1.911.783 | 2.651.509 | 47,7% | -6,3% | 4,3% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 548.803 | 1.417.566 | 1.966.369 | 425.538 | 1.598.395 | 2.023.933 | -30.816 | 45.207 | 14.391 | 517.987 | 1.462.773 | 1.980.760 | -5,6% | 3,2% | 0,7% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 250.130 | 1.362.873 | 1.613.003 | 528.215 | 1.338.317 | 1.866.532 | 69.521 | -6.139 | 63.382 | 319.651 | 1.356.734 | 1.676.385 | 27,8% | -0,5% | 3,9% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 112.996 | 658.996 | 771.992 | 400.710 | 284.136 | 684.846 | 71.929 | -93.715 | -21.787 | 184.925 | 565.281 | 750.205 | 63,7% | -14,2% | -2,8% |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 81. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2023

| Facturación por caudal | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | 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) |
| Suministrados desde la red T&D | | 22.356 | 124.128.537 | 22.362.577 | 83.083.152 | 112.921.532 | 196.004.685 | | |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 58.032.230 | 102.803.446 | 160.835.676 | 0,741144 | 0,007993 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 3.417.796 | 965.996 | 4.383.792 | 1,170595 | 0,001449 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 7.705.953 | 3.252.679 | 10.958.632 | 0,791597 | 0,001226 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 33.173.265 | 6.182.472 | 13.927.173 | 5.899.412 | 19.826.585 | 0,419831 | 0,000954 |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.150 | 8.638.248 | 1.363.978 | 8.972.074 | 9.709.682 | 18.681.756 | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 2.745.860 | 2.676.477 | 5.422.337 | 1,632170 | 0,010770 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 3.037.050 | 2.981.981 | 6.019.030 | 1,128523 | 0,009060 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 1.229.993 | 1.404.685 | 2.634.678 | 0,897956 | 0,008385 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 870.950 | 999.430 | 1.870.380 | 1,209759 | 0,006528 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 585.135 | 899.725 | 1.484.860 | 0,818813 | 0,005914 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 210.312 | 505.084 | 715.396 | 0,514476 | 0,005804 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 18 | 412.029 | 74.796 | 132.306 | 156.695 | 289.002 | 0,321110 | 0,002095 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5 | 639.602 | 151.746 | 160.469 | 85.604 | 246.073 | 0,250888 | 0,000564 |

| Facturación por cliente | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | 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) |
| Suministrados desde la red T&D | | 21.625 | 90.955.273 | 16.180.106 | 26.870.242 | 151.407.307 | 178.277.549 | | |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 17.971.469 | 142.365.908 | 160.337.377 | 899,73 | 0,011070 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 1.982.261 | 2.982.765 | 4.965.026 | 2.581,58 | 0,004475 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 6.916.512 | 6.058.634 | 12.975.146 | 7.832,73 | 0,002284 |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.126 | 7.586.617 | 1.137.437 | 4.794.938 | 13.345.079 | 18.140.016 | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 1.482.424 | 3.823.073 | 5.305.497 | 12,74 | 0,015384 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 1.550.225 | 4.203.648 | 5.753.873 | 35,41 | 0,012772 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 739.726 | 1.911.783 | 2.651.509 | 77,65 | 0,011412 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 517.987 | 1.462.773 | 1.980.760 | 451,15 | 0,009554 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 319.651 | 1.356.734 | 1.676.385 | 1.188,96 | 0,008918 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 184.925 | 587.067 | 771.992 | 4.076,87 | 0,006746 |

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 2023 y la facturación a los precios del transitorio (véanse Cuadro 82 y Cuadro 83).

Cuadro 82. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio

| Facturación por caudal | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | Facturación a precios del año de gas 2023 (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 (€) |
| Suministrados desde la red T&D | | 22.356 | 124.128.537 | 22.362.577 | 195.061.611 | 32.850.457 | 227.912.067 | 83.083.152 | 112.921.532 | 196.004.685 | -111.978.458 | 80.071.075 | -31.907.383 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 153.427.997 | 22.953.924 | 176.381.921 | 58.032.230 | 102.803.446 | 160.835.676 | -95.395.767 | 79.849.522 | -15.546.245 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 5.721.073 | 1.189.522 | 6.910.595 | 3.417.796 | 965.996 | 4.383.792 | -2.303.277 | -223.526 | -2.526.803 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 13.472.313 | 3.226.559 | 16.698.872 | 7.705.953 | 3.252.679 | 10.958.632 | -5.766.360 | 26.120 | -5.740.240 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 33.173.265 | 6.182.472 | 22.440.227 | 5.480.453 | 27.920.680 | 13.927.173 | 5.899.412 | 19.826.585 | -8.513.054 | 418.959 | -8.094.095 |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.150 | 8.638.248 | 1.363.978 | 18.989.981 | 2.203.064 | 21.193.045 | 8.972.074 | 9.709.682 | 18.681.756 | -10.017.907 | 7.506.618 | -2.511.289 |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 5.589.842 | 461.018 | 6.050.860 | 2.745.860 | 2.676.477 | 5.422.337 | -2.843.982 | 2.215.459 | -628.523 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 6.475.711 | 610.597 | 7.086.308 | 3.037.050 | 2.981.981 | 6.019.030 | -3.438.661 | 2.371.383 | -1.067.278 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 2.976.544 | 310.677 | 3.287.221 | 1.229.993 | 1.404.685 | 2.634.678 | -1.746.551 | 1.094.009 | -652.543 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 1.457.916 | 282.239 | 1.740.155 | 870.950 | 999.430 | 1.870.380 | -586.966 | 717.191 | 130.225 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 1.400.262 | 271.537 | 1.671.799 | 585.135 | 899.725 | 1.484.860 | -815.127 | 628.188 | -186.939 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 565.743 | 105.858 | 671.601 | 210.312 | 505.084 | 715.396 | -355.431 | 399.227 | 43.796 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 18 | 412.029 | 74.796 | 278.719 | 66.303 | 345.022 | 132.306 | 156.695 | 289.002 | -146.413 | 90.392 | -56.020 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5 | 639.602 | 151.746 | 245.245 | 94.835 | 340.080 | 160.469 | 85.604 | 246.073 | -84.776 | -9.231 | -94.007 |
| Impacto del transitorio | | | | | | | | | | | | -34.418.672 | |

| Facturación por cliente | | Previsión variables facturación. Año de gas 2023 | | | Facturación a precios del año de gas 2023 (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 (€) |
| Suministrados desde la red T&D | | 21.625 | 90.955.273 | 16.180.106 | 56.580.646 | 145.614.206 | 202.194.852 | 26.870.242 | 151.407.307 | 178.277.549 | -29.710.404 | 5.793.101 | -23.917.303 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | 45.711.989 | 128.688.546 | 174.400.535 | 17.971.469 | 142.365.908 | 160.337.377 | -27.740.521 | 13.677.362 | -14.063.159 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | 1.757.248 | 6.668.916 | 8.426.164 | 1.982.261 | 2.982.765 | 4.965.026 | 225.014 | -3.686.151 | -3.461.138 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | 9.111.409 | 10.256.744 | 19.368.153 | 6.916.512 | 6.058.634 | 12.975.146 | -2.194.897 | -4.198.110 | -6.393.007 |
| Suministrados desde plantas satélite | | 171.126 | 7.586.617 | 1.137.437 | 9.432.001 | 13.152.747 | 22.584.748 | 4.794.938 | 13.345.079 | 18.140.016 | -4.637.064 | 192.332 | -4.444.732 |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 116.360 | 1.682.337 | 248.511 | 3.205.283 | 3.700.410 | 6.905.693 | 1.482.424 | 3.823.073 | 5.305.497 | -1.722.859 | 122.663 | -1.600.196 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 2.691.172 | 329.131 | 3.006.023 | 4.043.801 | 7.049.824 | 1.550.225 | 4.203.648 | 5.753.873 | -1.455.798 | 159.847 | -1.295.951 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 1.369.770 | 167.523 | 1.652.780 | 1.724.238 | 3.377.018 | 739.726 | 1.911.783 | 2.651.509 | -913.054 | 187.545 | -725.509 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 719.936 | 153.101 | 484.606 | 1.825.450 | 2.310.056 | 517.987 | 1.462.773 | 1.980.760 | 33.380 | -362.676 | -329.296 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 714.614 | 152.140 | 615.274 | 1.522.343 | 2.137.616 | 319.651 | 1.356.734 | 1.676.385 | -295.623 | -165.608 | -461.231 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 408.789 | 87.031 | 468.035 | 336.506 | 804.541 | 184.925 | 587.067 | 771.992 | -283.111 | 250.562 | -32.549 |
| Impacto del transitorio | | | | | | | | | | | | -28.362.035 | |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 83. 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) |
|---|-----------------------------|---|---|--|
| Sumistrados desde la red T&D | | 31.907.383 | 23.917.303 | 33.494.485 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 15.546.245 | 14.063.159 | 15.546.245 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.526.803 | 3.461.138 | 3.461.138 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 5.740.240 | 6.393.007 | 6.393.007 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 8.094.095 | n.a. | 8.094.095 |
| Suministrados desde plantas satélite | | 2.511.289 | 4.444.732 | 4.594.759 |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 628.523 | 1.600.196 | 1.600.196 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 1.067.278 | 1.295.951 | 1.295.951 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 652.543 | 725.509 | 725.509 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -130.225 | 329.296 | 329.296 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 186.939 | 461.231 | 461.231 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -43.796 | 32.549 | 32.549 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 56.020 | n.a. | 56.020 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 94.007 | n.a. | 94.007 |
| Total | | | | 38.089.244 |

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 84).

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.

Cuadro 84. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes

Facturación por cliente o caudal

Retribución a recuperar (E) **38.089.244**

| Previsión variables facturación. Año de gas 2023 (A) | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (B) | | | Facturación a precios del año de gas 2023 (C) | | | Diferencia (D) = [(C) - (B)] | | | % asignación (E) = (D) / total facturación | | | Facturación a precios periodo transitorio (G) = (C) - (D) * (E) | | | Términos de los peajes (G)/(A) | | | | | | |
|--|---------------------------------------|--|--|--------------------------|---|----------------------------------|-----------------------|---|----------------------------------|-----------------------|--|----------------------------------|-----------------------|---|----------------------------------|---------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--|--------------------------------------|--|--------------------------------------|
| Peaje transitorio | Tamaño (kWh) | Nº suministros | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen de consumo (MWh) | Facturación término fijo por cliente o caudal (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | Facturación término fijo por cliente o caudal (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | Facturación término fijo (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | Facturación término fijo (%) | Facturación término variable (%) | Total (%) | Facturación término fijo (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | 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) |
| Sumistrados desde la red T&D | | 7.932.457 | 1.805.470.118 | 389.714.744 | 432.049.747 | 655.306.495 | 1.087.356.242 | 604.599.770 | 660.673.325 | 1.265.273.095 | -60.563.865 | -70.429.547 | -130.993.411 | 47,4% | 52,6% | 100,0% | 622.637.142 | 680.725.197 | 1.303.362.339 | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 4.585.125 | 82.355.453 | 11.237.401 | 125.689.318 | 187.776.964 | 313.466.282 | 126.302.777 | 167.328.754 | 293.631.530 | 613.458 | -20.448.210 | -19.834.752 | 0,0% | 15,1% | 15,1% | 126.302.777 | 173.096.148 | 299.398.925 | 27,55 | 0,0154036 | | |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.877.590 | 174.145.406 | 21.232.828 | 196.895.565 | 283.054.824 | 479.950.388 | 197.596.512 | 260.873.179 | 458.469.690 | 700.947 | -22.181.645 | -21.480.698 | 0,0% | 16,4% | 16,4% | 197.596.512 | 267.119.169 | 464.715.680 | 68,67 | 0,0125805 | | |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 387.460 | 58.798.741 | 7.165.537 | 67.064.027 | 77.452.286 | 144.516.313 | 67.218.412 | 73.751.628 | 140.970.040 | 154.386 | -3.700.658 | -3.546.273 | 0,0% | 2,7% | 2,7% | 67.218.412 | 74.782.785 | 142.001.198 | 173,48 | 0,0104365 | | |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 56.796 | 48.938.693 | 7.397.248 | 27.130.215 | 90.505.325 | 117.635.540 | 23.972.286 | 88.198.406 | 112.170.691 | -3.157.929 | -2.306.919 | -5.464.848 | 2,4% | 1,8% | 4,2% | 24.890.524 | 88.869.194 | 113.759.717 | 438,24 | 0,0120138 | | |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | | | | | | | | | | | | | | | | - | 0,0000000 | | |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | | | | | | | | | | | | | | | | - | 0,0000000 | | |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 1.397 | 18.716.629 | 3.279.153 | 15.270.623 | 16.517.096 | 31.787.719 | 14.410.249 | 12.678.915 | 27.089.164 | -860.374 | -3.838.181 | -4.698.555 | 0,7% | 2,9% | 3,6% | 14.660.422 | 13.794.951 | 28.455.373 | 10,497,51 | 0,0004269 | | |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | | | | | | | | | | | | | | | | - | 0,0000000 | | |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 425 | 13.137.036 | 3.007.419 | 9.999.465 | 2.691.640 | 12.691.105 | 8.886.616 | 2.665.927 | 11.552.543 | -1.112.849 | -25.713 | -1.138.562 | 0,8% | 0,0% | 0,9% | 9.210.202 | 2.673.404 | 11.883.606 | - | 0,0000000 | 0,7010867 | 0,0008889 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 33.173.265 | 6.162.472 | | | | | | | | | | | | | | | | - | 0,0000000 | 0,7010867 | 0,0008889 |
| RLA.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | 704 | 91.537.948 | 18.955.166 | 36.349.445 | 12.017.575 | 48.367.020 | 35.098.705 | 11.846.228 | 46.944.932 | -1.250.740 | -171.347 | -1.422.087 | 1,0% | 0,1% | 1,1% | 35.462.385 | 11.896.051 | 47.358.436 | - | 0,3874064 | 0,0006276 | 0,0006276 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | 311 | 107.464.257 | 27.972.682 | 18.641.610 | 15.077.275 | 33.718.885 | 16.029.751 | 11.475.890 | 27.505.640 | -2.611.859 | -3.601.386 | -6.213.245 | 2,0% | 2,7% | 4,7% | 16.789.207 | 12.523.073 | 29.312.279 | - | 0,1562306 | 0,0004477 | 0,0004477 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | 190 | 175.717.459 | 49.827.110 | 26.982.119 | 21.674.793 | 48.656.911 | 23.543.512 | 17.161.934 | 40.705.446 | -3.438.607 | -4.512.859 | -7.951.465 | 2,6% | 3,4% | 6,1% | 24.543.363 | 18.474.148 | 43.017.511 | - | 0,1396752 | 0,0003708 | 0,0003708 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 103 | 910.529.959 | 217.277.625 | 141.141.249 | 24.335.094 | 165.476.343 | 91.540.951 | 14.692.466 | 106.233.417 | -49.600.298 | -9.642.628 | -59.242.926 | 37,9% | 7,4% | 45,2% | 105.963.339 | 17.496.274 | 123.459.614 | - | 0,1163755 | 0,0000805 | 0,0000805 |

Determinación del término por caudal de clientes sin telemedida

Retribución a recuperar por consumidores sin telemedida (E) **15.999.778**

| Previsión variables facturación. Año de gas 2023 (A) | | Facturación a precios de la Resolución de 27 de mayo de 2021 (B) | | | Facturación a precios del año de gas 2023 (C) | | | Diferencia (D) = [(C) - (B)] | | | % asignación (E) = (D) / total facturación | | | Facturación a precios periodo transitorio (G) = (C) - (D) * (E) | | | Términos de los peajes (G)/(A) | | | | | |
|--|---------------------------|--|--|--------------------------|---|------------------------------|----------------------|------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--|----------------------------------|-----------------------|---|----------------------------------|---------------|--------------------------------|----------------------------------|-----------------------|--|--------------------------|--|
| Peaje transitorio | Tamaño (kWh) | Nº 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 (€) | Facturación término fijo (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | Facturación término fijo (%) | Facturación término variable (%) | Total (%) | Facturación término fijo (€) | Facturación término variable (€) | Total facturación (€) | Facturación término fijo (€/kWh/día/año) | Término variable (€/kWh) | |
| Sumistrados desde la red T&D | | 7.929.992 | 473.910.195 | 66.492.271 | 1.082.105.329 | 145.554.256 | 1.227.659.585 | 945.459.953 | 91.161.432 | 1.036.611.385 | -136.645.376 | -54.402.825 | -191.048.200 | 71,8% | 28,5% | 100,0% | 956.903.640 | 96.707.523 | 1.052.611.163 | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 4.585.125 | 82.355.453 | 11.237.401 | 318.843.582 | 46.623.975 | 365.467.557 | 273.639.601 | 20.846.762 | 294.486.363 | -45.203.981 | -25.777.213 | -70.981.194 | 23,7% | 13,5% | 37,2% | 277.425.314 | 23.005.535 | 300.430.849 | 3,37 | 0,0020472 | |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.877.590 | 174.145.406 | 21.232.828 | 478.798.341 | 60.789.585 | 539.587.926 | 419.042.444 | 39.900.762 | 458.943.206 | -59.755.896 | -21.398.623 | -81.154.719 | 31,3% | 11,2% | 42,5% | 424.046.841 | 41.182.857 | 465.229.698 | 2,44 | 0,0019396 | |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 387.460 | 58.798.741 | 7.165.537 | 144.988.347 | 15.656.698 | 160.645.045 | 127.771.125 | 13.288.713 | 141.059.838 | -17.217.222 | -2.367.985 | -19.585.207 | 9,0% | 1,2% | 10,3% | 129.213.021 | 13.487.025 | 142.700.047 | 2,20 | 0,0018822 | |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 56.796 | 48.938.693 | 7.397.248 | 112.131.955 | 18.234.215 | 130.366.170 | 99.103.922 | 13.636.670 | 112.740.592 | -13.028.033 | -4.597.545 | -17.625.578 | 6,8% | 2,4% | 9,2% | 100.194.985 | 14.021.703 | 114.216.687 | 2,05 | 0,0018955 | |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19.974 | 78.300.876 | 12.860.919 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 2.919.709 | 666.480 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 1.397 | 18.716.629 | 3.279.153 | 27.343.105 | 4.249.783 | 31.592.887 | 25.902.862 | 3.988.524 | 29.891.385 | -1.440.243 | -261.259 | -1.701.502 | 0,8% | 0,1% | 0,9% | 26.203.478 | 4.010.403 | 30.033.882 | 1,39 | 0,0012230 | |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 9.734.688 | 2.652.706 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

En el Cuadro 85 se recogen los peajes de redes locales que resultan para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio.

Cuadro 85. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2023, 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) | |
| Suministrados desde la red T&D | | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 27,546 | 0,015404 | 3,36863 | 0,002047 | 0,02664 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,667 | 0,012580 | 2,43502 | 0,001940 | 0,02189 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,485 | 0,010436 | 2,19755 | 0,001882 | 0,01982 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 438,244 | 0,012014 | 2,04736 | 0,001896 | 0,01538 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 899,729 | 0,011070 | 0,74114 | 0,007993 | 0,01247 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.581,585 | 0,004475 | 1,17059 | 0,001449 | 0,00745 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.497,510 | 0,004207 | 1,39039 | 0,001223 | 0,00868 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 7.832,726 | 0,002284 | 0,79160 | 0,001226 | 0,00489 |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | - | - | 0,70109 | 0,000889 | 0,00395 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | - | - | 0,41983 | 0,000954 | 0,00321 |
| RL.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | - | - | 0,38741 | 0,000628 | 0,00250 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | - | - | 0,15623 | 0,000448 | 0,00105 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | - | - | 0,13968 | 0,000371 | 0,00086 |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | - | - | 0,11638 | 0,000081 | 0,00057 |
| Suministrados desde planta satélite | | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 12,740 | 0,015384 | 1,63217 | 0,010770 | 0,02135 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 35,412 | 0,012772 | 1,12852 | 0,009060 | 0,01748 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 77,646 | 0,011412 | 0,89796 | 0,008385 | 0,01583 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 451,150 | 0,009554 | 1,20976 | 0,006528 | 0,01294 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1.188,958 | 0,008918 | 0,81881 | 0,005914 | 0,01102 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 4.076,875 | 0,006746 | 0,51448 | 0,005804 | 0,00887 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | - | - | 0,32111 | 0,002095 | 0,00386 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | - | - | 0,25089 | 0,000564 | 0,00162 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | - | - | 0,15623 | 0,000448 | n.a. |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | - | - | 0,13968 | 0,000371 | n.a. |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | - | - | 0,11638 | 0,000081 | 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 86 se comparan las variables de asignación empleada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y los previstos para el año de gas 2023. Se observa que tanto el número de clientes como la capacidad contratada equivalente y el volumen resultan superiores a los utilizados en la determinación de los peajes de redes locales del año de gas 2022 por lo que cabe esperar una reducción de los peajes de las redes locales.

Cuadro 86. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023

| Resolución de peajes 2023 (A) | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|--|--------------------------|---------------------|
| Peaje | Tamaño (kWh) | Nº de suministros | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen de consumo (MWh) | factor de carga (%) |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 4.701.485 | 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% |
| Total | | 8.103.607 | 1.814.108.366 | 391.078.722 | 59,1% |

| Resolución de peajes 2022 (B) | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------------|-------------------|--|--------------------------|---------------------|
| Peaje | Tamaño (kWh) | Nº de suministros | Capacidad contratada equivalente (kWh/día) | Volumen de consumo (MWh) | factor de carga (%) |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 4.629.443 | 70.229.289 | 11.017.247 | 43,0% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.901.587 | 151.981.963 | 21.111.600 | 38,1% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 409.718 | 55.346.419 | 7.679.529 | 38,0% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 58.877 | 45.718.251 | 7.820.494 | 46,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 21.650 | 80.294.325 | 13.816.622 | 47,1% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.289 | 32.604.033 | 6.041.472 | 50,8% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 999 | 50.460.263 | 8.904.948 | 48,3% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 669 | 89.950.723 | 18.637.377 | 56,8% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 287 | 104.945.117 | 25.867.870 | 67,5% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 165 | 164.502.197 | 47.742.826 | 79,5% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 98 | 599.640.207 | 168.655.454 | 77,1% |
| Total | | 8.025.782 | 1.445.672.787 | 337.295.440 | 63,9% |

| | | % variación (A) sobre (B) | | | |
|--------------|-------------------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------|-----------------|
| Peaje | Tamaño (kWh) | Nº de suministros | Capacidad contratada equivalente | Volumen de consumo | factor de carga |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 1,6% | 19,7% | 4,3% | -12,9% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,7% | 16,4% | 2,1% | -12,2% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -3,1% | 8,7% | -4,5% | -12,2% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -1,6% | 8,6% | -3,5% | -11,1% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -3,0% | 2,0% | -1,0% | -3,0% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 1,6% | -11,5% | -0,4% | 12,6% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 17,6% | -7,4% | 4,0% | 12,4% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 6,1% | 2,5% | 2,5% | 0,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 8,5% | 2,4% | 8,1% | 5,6% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 15,1% | 6,8% | 4,4% | -2,3% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 5,9% | 51,8% | 28,8% | -15,2% |
| Total | | 1,0% | 25,5% | 15,9% | -7,6% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por otra parte, la retribución considerada en el cálculo de los peajes de redes locales para el año de gas 2023 en términos globales resulta inferior a la considerada en la determinación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de precios 2022 (véase Cuadro 87). Al respecto cabe señalar que, dado que la retribución asignada al término fijo y al término variable se mantienen y que la capacidad contratada aumenta en mayor medida que el volumen, se observan mayores reducciones en los términos fijos de facturación.

Cuadro 87. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2022 y en los peajes de redes locales 2023

| Retribución asignada a los peajes de distribución (€) | Resolución de peajes 2022 (A) | Resolución de peajes 2023 (B) | Variación (B) sobre (A) (%) |
|---|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Retribución de la red de influencia local | 148.647.579 | 145.139.970 | -2,4% |
| Retribución a la inversión | 108.790.042 | 90.807.470 | -16,5% |
| Retribución O&M | 38.159.367 | 49.378.153 | 29,4% |
| Gas de Operación | 1.698.170 | 4.954.347 | 191,7% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. | n.a. |
| Retribución de la red de transporte secundario | 68.093.963 | 66.047.734 | -3,0% |
| Retribución a la inversión | 51.248.956 | 43.330.720 | -15,5% |
| Retribución O&M | 15.913.463 | 19.999.269 | 25,7% |
| Gas de Operación | 931.545 | 2.717.746 | 191,7% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. | n.a. |
| Retribución de la red de distribución | 1.333.264.639 | 1.307.470.772 | -1,9% |
| Retribución de las redes | 1.333.264.639 | 1.307.470.772 | -1,9% |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | n.a. | n.a. |
| Total | 1.550.006.181 | 1.518.658.477 | -2,0% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 88 y el Cuadro 89 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, con carácter general, en la reducción, de los términos fijos y variables de todos los peajes de redes locales, con mayores reducciones en los términos fijos que en los variables, excepto en el caso de los términos fijos y variables de los peajes RL.1 a RL.3 de los consumidores sin equipo de medida con registro del caudal máximo (esto es, cuando la facturación del término fijo es por cliente) y de los términos fijos y variables de los peajes RL.6 y RL.9 de los consumidores con equipo de medida con registro del caudal máximo (facturación por caudal). Ello es debido a que el incremento del número de clientes previsto para el ejercicio 2023 es inferior al incremento de la capacidad, variable empleada en la asignación del coste.

Cuadro 88. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2023 de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 antes de la aplicación del periodo transitorio

Resolución peajes 2022 (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 | 27,412410 | 0,015099 | 3,872 | 0,001938 | 0,026319 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,423783 | 0,012327 | 2,749 | 0,001938 | 0,021598 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,086523 | 0,010475 | 2,466 | 0,001938 | 0,019845 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 429,987126 | 0,012083 | 2,291 | 0,001925 | 0,015383 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.356,813126 | 0,010919 | 2,193 | 0,001867 | 0,014539 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.934,440729 | 0,005037 | 1,461 | 0,001296 | 0,009261 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,761 | 0,000895 | 0,004734 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,397 | 0,000634 | 0,002550 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,164 | 0,000454 | 0,001084 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,152 | 0,000362 | 0,000898 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,155 | 0,000067 | 0,000717 |

Resolución de peajes 2023 (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 | 27,546203 | 0,014890 | 3,323 | 0,001855 | 0,026166 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,667371 | 0,012286 | 2,406 | 0,001855 | 0,021590 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,484980 | 0,010293 | 2,173 | 0,001855 | 0,019684 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 422,076998 | 0,011923 | 2,025 | 0,001843 | 0,015162 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.288,539708 | 0,010006 | 1,959 | 0,001785 | 0,013521 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.318,374831 | 0,003867 | 1,384 | 0,001216 | 0,007852 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,676 | 0,000886 | 0,004298 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,383 | 0,000625 | 0,002475 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,149 | 0,000410 | 0,000983 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,134 | 0,000344 | 0,000817 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,101 | 0,000068 | 0,000489 |

% 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 | 0,5% | -1,4% | -14,2% | -4,3% | -0,6% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,4% | -0,3% | -12,5% | -4,3% | 0,0% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,2% | -1,7% | -11,9% | -4,3% | -0,8% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -1,8% | -1,3% | -11,6% | -4,3% | -1,4% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -2,9% | -8,4% | -10,7% | -4,4% | -7,0% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -5,6% | -23,2% | -5,3% | -6,2% | -15,2% |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | -11,1% | -1,0% | -9,2% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | -3,4% | -1,4% | -2,9% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | -9,1% | -9,6% | -9,3% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | -11,9% | -5,0% | -9,1% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | -35,1% | 0,8% | -31,8% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Cuadro 89. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2022 y los resultantes para el año de gas 2023 tras la aplicación del periodo transitorio

1. Consumidores suministrados desde redes de transporte y distribución

Resolución peajes 2022 (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 | 27,412410 | 0,016710 | 3,872 | 0,004149 | 0,027895 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,423783 | 0,013331 | 2,749 | 0,002863 | 0,022604 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,086523 | 0,010809 | 2,466 | 0,002185 | 0,020168 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 477,678255 | 0,012235 | 2,291 | 0,002465 | 0,015903 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 544,731766 | 0,011621 | 0,409 | 0,010014 | 0,012467 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.787,205393 | 0,003035 | 0,982 | 0,001428 | 0,006246 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.934,440729 | 0,005037 | 1,461 | 0,001296 | 0,009694 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 7.498,928757 | 0,001957 | 0,648 | 0,001296 | 0,004453 |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,761 | 0,000895 | 0,004220 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,362 | 0,001029 | 0,002974 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,397 | 0,000634 | 0,002552 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,173 | 0,000539 | 0,001205 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,154 | 0,000435 | 0,000977 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,155 | 0,000112 | 0,000762 |

Resolución de peajes 2023 (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 | 27,546203 | 0,015404 | 3,369 | 0,002047 | 0,026643 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,667371 | 0,012580 | 2,435 | 0,001940 | 0,021887 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,484980 | 0,010436 | 2,198 | 0,001882 | 0,019817 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 438,244299 | 0,012014 | 2,047 | 0,001896 | 0,015379 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 899,729372 | 0,011070 | 0,741 | 0,007993 | 0,012467 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.581,584592 | 0,004475 | 1,171 | 0,001449 | 0,007450 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.497,509675 | 0,004207 | 1,390 | 0,001223 | 0,008678 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 7.832,725700 | 0,002284 | 0,792 | 0,001226 | 0,004891 |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,701 | 0,000889 | 0,003951 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,420 | 0,000954 | 0,003207 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,387 | 0,000628 | 0,002498 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,156 | 0,000448 | 0,001048 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,140 | 0,000371 | 0,000863 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,116 | 0,000081 | 0,000568 |

% 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 | 0,5% | -7,8% | -13,0% | -50,7% | -4,49% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,4% | -5,6% | -11,4% | -32,3% | -3,17% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,2% | -3,4% | -10,9% | -13,9% | -1,74% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -8,3% | -1,8% | -10,6% | -23,1% | -3,29% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 65,2% | -4,7% | 81,1% | -20,2% | 0,00% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -7,4% | 47,5% | 19,2% | 1,5% | 19,27% |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -4,0% | -16,5% | -4,8% | -5,6% | -10,48% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 4,5% | 16,7% | 22,1% | -5,4% | 9,84% |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | -7,9% | -0,7% | -6,36% |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 15,8% | -7,3% | 7,83% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | -2,4% | -1,0% | -2,09% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | -9,9% | -16,9% | -13,07% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | -9,0% | -14,8% | -11,59% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | -24,9% | -28,1% | -25,39% |

PÚBLICA

2. Consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite

Resolución peajes 2022 (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 | 8,856097 | 0,016108 | 1,191 | 0,013759 | 0,020255 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 26,996347 | 0,013405 | 0,792 | 0,011555 | 0,016996 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 52,580327 | 0,012179 | 0,555 | 0,010655 | 0,015169 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 477,990242 | 0,009259 | 1,013 | 0,007452 | 0,012844 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 930,369321 | 0,008958 | 0,513 | 0,007351 | 0,010602 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.491,127731 | 0,007572 | 0,279 | 0,006910 | 0,008870 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,231 | 0,002550 | 0,003822 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,223 | 0,000584 | 0,001524 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | 0,173 | 0,000539 | n.a. |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | 0,154 | 0,000435 | n.a. |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | 0,155 | 0,000112 | n.a. |

Resolución de peajes 2023 (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 | 12,739950 | 0,015384 | 1,632 | 0,010770 | 0,021349 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 35,412200 | 0,012772 | 1,129 | 0,009060 | 0,017482 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 77,645771 | 0,011412 | 0,898 | 0,008385 | 0,015828 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 451,150276 | 0,009554 | 1,210 | 0,006528 | 0,012938 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1.188,957538 | 0,008918 | 0,819 | 0,005914 | 0,011019 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 4.076,874930 | 0,006746 | 0,514 | 0,005804 | 0,008870 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 0,321 | 0,002095 | 0,003864 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 0,251 | 0,000564 | 0,001622 |
| 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. |

% 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 | 43,9% | -4,5% | 37,1% | -21,7% | 5,4% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 31,2% | -4,7% | 42,4% | -21,6% | 2,9% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 47,7% | -6,3% | 61,9% | -21,3% | 4,3% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -5,6% | 3,2% | 19,4% | -12,4% | 0,7% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 27,8% | -0,5% | 59,7% | -19,6% | 3,9% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 63,7% | -10,9% | 84,5% | -16,0% | 0,0% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | | | 39,1% | -17,8% | 1,1% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | | | 12,5% | -3,4% | 6,4% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | -9,9% | -16,9% | |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | -9,0% | -14,8% | |
| RL.11 | C > 500.000.000 | | | -24,9% | -28,1% | |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

(1) Facturación de la demanda de 2023 a los precios de la Resolución de 2022

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

En el Cuadro 90 y en Cuadro 91 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. 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 90. 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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Retribución de la red de influencia local | 140.185.623 | 133.291.471 | 126.312.514 | 119.464.308 |
| Retribución de la red de transporte secundario | 71.002.081 | 64.727.825 | 59.656.325 | 54.633.810 |
| Retribución de la red de distribución | 1.307.470.772 | 1.271.614.870 | 1.223.807.001 | 1.187.951.099 |
| Total | 1.518.658.477 | 1.469.634.167 | 1.409.775.840 | 1.362.049.218 |

2. Previsión de las variables de facturación

Nº de consumidores

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------|-------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 4.701.485 | 4.729.106 | 4.754.034 | 4.778.413 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.921.366 | 2.938.095 | 2.953.119 | 2.967.796 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 396.986 | 399.318 | 401.421 | 403.478 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 57.944 | 59.940 | 61.107 | 62.245 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 21.011 | 21.741 | 22.175 | 22.598 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 2.325 | 2.430 | 2.504 | 2.576 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 1.175 | 1.236 | 1.282 | 1.326 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 709 | 750 | 781 | 811 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 311 | 330 | 345 | 360 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 190 | 201 | 209 | 216 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 103 | 105 | 107 | 108 |
| Total | | 8.103.607 | 8.153.252 | 8.197.085 | 8.239.927 |

Capacidad contratada equivalente (MWh/día)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------|-------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 84.037.789 | 84.537.396 | 84.930.035 | 85.301.064 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 176.836.578 | 177.872.705 | 178.686.428 | 179.454.143 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 60.168.511 | 60.526.006 | 60.808.730 | 61.075.916 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 49.658.629 | 50.512.533 | 51.296.928 | 51.720.273 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 81.935.198 | 83.427.736 | 84.708.057 | 85.406.191 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 28.860.106 | 29.554.778 | 29.984.049 | 30.282.766 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 46.722.330 | 48.059.460 | 48.649.394 | 49.176.627 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 92.177.550 | 95.102.829 | 96.217.308 | 97.325.786 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 107.464.257 | 111.074.394 | 112.296.178 | 113.601.421 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 175.717.459 | 179.380.660 | 180.688.502 | 181.809.009 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 910.529.959 | 657.145.377 | 599.339.586 | 544.421.168 |
| Total | | 1.814.108.366 | 1.577.193.875 | 1.527.605.196 | 1.479.574.366 |

Volumen (MWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------|-------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 11.485.911 | 11.553.917 | 11.607.692 | 11.658.483 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 21.561.958 | 21.688.245 | 21.787.461 | 21.881.063 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 7.333.060 | 7.376.633 | 7.411.094 | 7.443.653 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 7.550.349 | 7.693.215 | 7.817.465 | 7.886.675 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 13.679.540 | 13.935.279 | 14.150.512 | 14.270.254 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 6.018.890 | 6.174.742 | 6.262.227 | 6.327.942 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 9.264.687 | 9.522.070 | 9.640.073 | 9.742.437 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 19.106.911 | 19.707.249 | 19.939.375 | 20.167.553 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 27.972.682 | 28.915.098 | 29.232.253 | 29.652.739 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 49.827.110 | 50.985.066 | 51.385.437 | 51.741.791 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 217.277.625 | 162.665.540 | 149.665.807 | 135.964.484 |
| Total | | 391.078.722 | 340.217.055 | 328.899.394 | 316.737.074 |

3. Retribución asignada a cada grupo tarifario

Retribución asignada al término fijo

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------|------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 279.229.443 | 270.858.860 | 260.053.570 | 252.211.800 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 425.518.155 | 412.359.076 | 395.530.685 | 383.458.551 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 130.747.669 | 126.671.046 | 121.473.461 | 117.764.754 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 100.561.837 | 98.612.824 | 95.600.463 | 93.061.211 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 160.549.333 | 157.316.312 | 152.448.081 | 148.329.825 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 39.940.918 | 39.176.310 | 37.982.544 | 36.980.629 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 31.605.562 | 30.922.976 | 29.929.242 | 29.107.057 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 35.343.949 | 34.588.696 | 33.456.573 | 32.542.567 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 16.029.751 | 15.699.014 | 15.130.284 | 14.692.840 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 23.543.512 | 23.168.473 | 22.297.433 | 21.572.114 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 91.540.951 | 86.270.641 | 81.392.749 | 76.626.435 |
| Total | | 1.334.611.080 | 1.295.644.226 | 1.245.295.084 | 1.206.347.782 |

Retribución asignada al término variable

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------|------------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 21.307.780 | 20.324.348 | 19.261.204 | 18.369.711 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 40.001.359 | 38.152.775 | 36.154.193 | 34.478.109 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 13.599.390 | 12.971.868 | 12.293.499 | 11.724.658 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 13.918.910 | 13.446.297 | 12.888.877 | 12.346.347 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 24.414.982 | 23.559.248 | 22.566.259 | 21.599.397 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 7.320.940 | 7.049.679 | 6.738.279 | 6.433.586 |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | 8.212.683 | 7.863.113 | 7.483.308 | 7.110.641 |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | 11.941.063 | 11.370.196 | 10.768.685 | 10.174.970 |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | 11.475.890 | 10.818.227 | 10.154.131 | 9.516.468 |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | 17.161.934 | 16.065.180 | 15.034.215 | 13.980.234 |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 14.692.466 | 12.369.010 | 11.138.107 | 9.967.314 |
| Total | | 184.047.397 | 173.989.941 | 164.480.756 | 155.701.436 |

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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 27,546203 | 26,530973 | 25,320675 | 24,391508 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 68,667371 | 66,070291 | 62,998401 | 60,659760 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 173,484980 | 166,736291 | 158,827629 | 152,842104 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 422,076998 | 405,143824 | 385,548349 | 370,630379 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 2.288,539708 | 2.169,529509 | 2.059,097523 | 1.964,722188 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 10.318,374831 | 9.771,947779 | 9.266,803681 | 8.834,116529 |

Término variable (€/kWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|--------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | 0,014890 | 0,014343 | 0,013693 | 0,013212 |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | 0,012286 | 0,011822 | 0,011275 | 0,010873 |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | 0,010293 | 0,009905 | 0,009447 | 0,009111 |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | 0,011923 | 0,011409 | 0,010864 | 0,010440 |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | 0,010006 | 0,009595 | 0,009141 | 0,008797 |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | 0,003867 | 0,003640 | 0,003435 | 0,003265 |

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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 3,322665 | 3,204012 | 3,061974 | 2,956725 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2,406279 | 2,318282 | 2,213546 | 2,136805 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 2,173025 | 2,092837 | 1,997632 | 1,928170 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 2,025063 | 1,952245 | 1,863668 | 1,799318 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1,959467 | 1,885660 | 1,799688 | 1,736757 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 1,383949 | 1,325549 | 1,266758 | 1,221177 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,676455 | 0,643432 | 0,615203 | 0,591888 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,383433 | 0,363698 | 0,347719 | 0,334367 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 0,149164 | 0,141338 | 0,134736 | 0,129337 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0,133985 | 0,129158 | 0,123403 | 0,118653 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0,100536 | 0,131281 | 0,135804 | 0,140748 |

Término variable (€/kWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|-------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0,001855 | 0,001759 | 0,001659 | 0,001576 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,001855 | 0,001759 | 0,001659 | 0,001576 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,001855 | 0,001759 | 0,001659 | 0,001575 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,001843 | 0,001748 | 0,001649 | 0,001565 |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,001785 | 0,001691 | 0,001595 | 0,001514 |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,001216 | 0,001142 | 0,001076 | 0,001017 |
| RL.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,000886 | 0,000826 | 0,000776 | 0,000730 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,000625 | 0,000577 | 0,000540 | 0,000505 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 0,000410 | 0,000374 | 0,000347 | 0,000321 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0,000344 | 0,000315 | 0,000293 | 0,000270 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0,000068 | 0,000076 | 0,000074 | 0,000073 |

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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -4,5% | -3,7% | -4,6% | -3,7% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -4,5% | -3,8% | -4,6% | -3,7% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -4,6% | -3,9% | -4,7% | -3,8% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -4,7% | -4,0% | -4,8% | -3,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -4,7% | -5,2% | -5,1% | -4,6% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -4,9% | -5,3% | -5,2% | -4,7% |

Término variable

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -4,5% | -3,7% | -4,5% | -3,5% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -4,5% | -3,8% | -4,6% | -3,6% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -4,5% | -3,8% | -4,6% | -3,6% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -4,7% | -4,3% | -4,8% | -3,9% |
| RL.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -4,9% | -4,1% | -4,7% | -3,8% |
| RL.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -3,1% | -5,9% | -5,6% | -5,0% |

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

Término fijo

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | -14,2% | -3,6% | -4,4% | -3,4% |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | -12,5% | -3,7% | -4,5% | -3,5% |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | -11,9% | -3,7% | -4,5% | -3,5% |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | -11,6% | -3,6% | -4,5% | -3,5% |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | -10,7% | -3,8% | -4,6% | -3,5% |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | -5,3% | -4,2% | -4,4% | -3,6% |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | -11,1% | -4,9% | -4,4% | -3,8% |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | -3,4% | -5,1% | -4,4% | -3,8% |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | -9,1% | -5,2% | -4,7% | -4,0% |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | -11,9% | -3,6% | -4,5% | -3,8% |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | -35,1% | 30,6% | 3,4% | 3,6% |

Término variable

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-------|------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| RL.1 | $C \leq 5.000$ | -4,3% | -5,2% | -5,7% | -5,0% |
| RL.2 | $5.000 < C \leq 15.000$ | -4,3% | -5,2% | -5,7% | -5,0% |
| RL.3 | $15.000 < C \leq 50.000$ | -4,3% | -5,2% | -5,7% | -5,0% |
| RL.4 | $50.000 < C \leq 300.000$ | -4,3% | -5,2% | -5,7% | -5,0% |
| RL.5 | $300.000 < C \leq 1.500.000$ | -4,4% | -5,3% | -5,7% | -5,1% |
| RL.6 | $1.500.000 < C \leq 5.000.000$ | -6,2% | -6,1% | -5,8% | -5,5% |
| RL.7 | $5.000.000 < C \leq 15.000.000$ | -1,0% | -6,8% | -6,0% | -6,0% |
| RL.8 | $15.000.000 < C \leq 50.000.000$ | -1,4% | -7,7% | -6,4% | -6,6% |
| RL.9 | $50.000.000 < C \leq 150.000.000$ | -9,6% | -8,8% | -7,2% | -7,6% |
| RL.10 | $150.000.000 < C \leq 500.000.000$ | -5,0% | -8,5% | -7,1% | -7,7% |
| RL.11 | $C > 500.000.000$ | 0,8% | 12,5% | -2,1% | -1,5% |

Fuente: CNMC

Cuadro 91. 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 |
|---|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Suministrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 27,55 | 26,88 | 25,48 | 24,39 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 68,67 | 66,97 | 63,41 | 60,66 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 173,48 | 169,07 | 159,88 | 152,84 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 438,24 | 416,61 | 388,73 | 370,63 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 899,73 | 1.254,73 | 1.609,72 | 1.964,72 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 2.581,58 | 2.375,96 | 2.170,34 | 1.964,72 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 10.497,51 | 10.023,35 | 9.344,40 | 8.834,12 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 7.832,73 | 8.166,52 | 8.500,32 | 8.834,12 |
| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 12,74 | 16,62 | 20,51 | 24,39 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 35,41 | 43,83 | 52,24 | 60,66 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 77,65 | 102,71 | 127,78 | 152,84 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 451,15 | 424,31 | 397,47 | 370,63 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1.188,96 | 1.447,55 | 1.706,13 | 1.964,72 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 4.076,87 | 5.662,62 | 7.248,37 | 8.834,12 |

Término variable (€/kWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|---|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Suministrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0,015404 | 0,014710 | 0,013797 | 0,013212 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,012580 | 0,012085 | 0,011358 | 0,010873 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,010436 | 0,010089 | 0,009513 | 0,009111 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,012014 | 0,011619 | 0,010942 | 0,010440 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,011070 | 0,010518 | 0,009967 | 0,008797 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,004475 | 0,005916 | 0,007356 | 0,008797 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,004207 | 0,003836 | 0,003476 | 0,003265 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,002284 | 0,002611 | 0,002938 | 0,003265 |
| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 0,015384 | 0,014660 | 0,013936 | 0,013212 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,012772 | 0,012139 | 0,011506 | 0,010873 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,011412 | 0,010645 | 0,009878 | 0,009111 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,009554 | 0,009850 | 0,010145 | 0,010440 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,008918 | 0,008877 | 0,008837 | 0,008797 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,006746 | 0,005919 | 0,005093 | 0,003265 |

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 |
|---|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Suministrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0,5% | -2,4% | -5,2% | -4,3% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,4% | -2,5% | -5,3% | -4,3% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,2% | -2,5% | -5,4% | -4,4% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -8,3% | -4,9% | -6,7% | -4,7% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 65,2% | 39,5% | 28,3% | 22,1% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -7,4% | -8,0% | -8,7% | -9,5% |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -4,0% | -4,5% | -6,8% | -5,5% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 4,5% | 4,3% | 4,1% | 3,9% |
| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 43,9% | 30,5% | 23,4% | 18,9% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 31,2% | 23,8% | 19,2% | 16,1% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 47,7% | 32,3% | 24,4% | 19,6% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -5,6% | -5,9% | -6,3% | -6,8% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 27,8% | 21,7% | 17,9% | 15,2% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 63,7% | 38,9% | 28,0% | 21,9% |

Término variable

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|---|---------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Sumistrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -7,8% | -4,5% | -6,2% | -4,2% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -5,6% | -3,9% | -6,0% | -4,3% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -3,4% | -3,3% | -5,7% | -4,2% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -1,8% | -3,3% | -5,8% | -4,6% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -4,7% | -5,0% | -5,2% | -11,7% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 47,5% | 32,2% | 24,3% | 19,6% |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -16,5% | -8,8% | -9,4% | -6,1% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 16,7% | 14,3% | 12,5% | 11,1% |
| Sumistrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | -4,5% | -4,7% | -4,9% | -5,2% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -4,7% | -5,0% | -5,2% | -5,5% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -6,3% | -6,7% | -7,2% | -7,8% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 3,2% | 3,1% | 3,0% | 2,9% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -0,5% | -0,5% | -0,5% | -0,5% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -10,9% | -12,3% | -14,0% | -35,9% |

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 |
|---|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Sumistrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 3,368633 | 3,261726 | 3,082579 | 2,956725 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2,435016 | 2,359207 | 2,228571 | 2,136805 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 2,197547 | 2,129547 | 2,011239 | 1,928170 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 2,047357 | 1,985590 | 1,876245 | 1,799318 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,741144 | 1,073015 | 1,404886 | 1,736757 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1,170595 | 1,359316 | 1,548036 | 1,736757 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 1,390393 | 1,348283 | 1,275168 | 1,221177 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,791597 | 0,934791 | 1,077984 | 1,221177 |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,701087 | 0,663409 | 0,620147 | 0,591888 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,419831 | 0,477184 | 0,534536 | 0,591888 |
| RL.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | 0,387406 | 0,371913 | 0,350200 | 0,334367 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | 0,156231 | 0,146498 | 0,135942 | 0,129337 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | 0,139675 | 0,132802 | 0,124367 | 0,118653 |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | 0,116375 | 0,131281 | 0,135804 | 0,140748 |
| Sumistrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 1,632170 | 2,073689 | 2,515207 | 2,956725 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 1,128523 | 1,464617 | 1,800711 | 2,136805 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,897956 | 1,241361 | 1,584765 | 1,928170 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1,209759 | 1,406279 | 1,602798 | 1,799318 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,818813 | 1,124794 | 1,430776 | 1,736757 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,514476 | 0,750043 | 0,985610 | 1,221177 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,321110 | 0,411369 | 0,501629 | 0,591888 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,250888 | 0,278715 | 0,306541 | 0,334367 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | 0,156231 | 0,146498 | 0,135942 | 0,129337 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | 0,139675 | 0,132802 | 0,124367 | 0,118653 |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | 0,116375 | 0,131281 | 0,135804 | 0,140748 |

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 |
|---|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Sumistrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0,002047 | 0,001860 | 0,001680 | 0,001576 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,001940 | 0,001822 | 0,001676 | 0,001576 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,001882 | 0,001802 | 0,001674 | 0,001575 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,001896 | 0,001800 | 0,001664 | 0,001565 |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,007993 | 0,005973 | 0,003952 | 0,001514 |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,001449 | 0,001471 | 0,001492 | 0,001514 |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,001223 | 0,001170 | 0,001086 | 0,001017 |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,001226 | 0,001156 | 0,001087 | 0,001017 |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,000889 | 0,000848 | 0,000784 | 0,000730 |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,000954 | 0,000879 | 0,000805 | 0,000730 |
| RL.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | 0,000628 | 0,000594 | 0,000546 | 0,000505 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | 0,000448 | 0,000400 | 0,000353 | 0,000321 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | 0,000371 | 0,000334 | 0,000297 | 0,000270 |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | 0,000081 | 0,000076 | 0,000074 | 0,000073 |
| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 0,010770 | 0,007781 | 0,004792 | 0,001576 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,009060 | 0,006565 | 0,004071 | 0,001576 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,008385 | 0,006115 | 0,003845 | 0,001575 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,006528 | 0,005604 | 0,004680 | 0,001565 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,005914 | 0,004477 | 0,003039 | 0,001514 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,005804 | 0,004697 | 0,003591 | 0,001017 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,002095 | 0,001640 | 0,001185 | 0,000730 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,000564 | 0,000544 | 0,000524 | 0,000505 |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | 0,000448 | 0,000400 | 0,000353 | 0,000321 |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | 0,000371 | 0,000334 | 0,000297 | 0,000270 |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | 0,000081 | 0,000076 | 0,000074 | 0,000073 |

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 |
|---|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Sumistrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -13,0% | -3,2% | -5,5% | -4,1% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -11,4% | -3,1% | -5,5% | -4,1% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -10,9% | -3,1% | -5,6% | -4,1% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -10,6% | -3,0% | -5,5% | -4,1% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 81,1% | 44,8% | 30,9% | 23,6% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 19,2% | 16,1% | 13,9% | 12,2% |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -4,8% | -3,0% | -5,4% | -4,2% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 22,1% | 18,1% | 15,3% | 13,3% |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -7,9% | -5,4% | -6,5% | -4,6% |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 15,8% | 13,7% | 12,0% | 10,7% |
| RL.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | -2,4% | -4,0% | -5,8% | -4,5% |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | -9,9% | -6,2% | -7,2% | -4,9% |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | -9,0% | -4,9% | -6,4% | -4,6% |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | -24,9% | 12,8% | 3,4% | 3,6% |

| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------------------------|--------|-------|-------|-------|
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 37,1% | 27,1% | 21,3% | 17,6% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 42,4% | 29,8% | 22,9% | 18,7% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 61,9% | 38,2% | 27,7% | 21,7% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 19,4% | 16,2% | 14,0% | 12,3% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 59,7% | 37,4% | 27,2% | 21,4% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 84,5% | 45,8% | 31,4% | 23,9% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 39,1% | 28,1% | 21,9% | 18,0% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 12,5% | 11,1% | 10,0% | 9,1% |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | -9,9% | -6,2% | -7,2% | -4,9% |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | -9,0% | -4,9% | -6,4% | -4,6% |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | -24,9% | 12,8% | 3,4% | 3,6% |

Término variable

| Peaje | Tamaño (kWh) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|---|---------------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Suministrados desde la red T&D | | | | | |
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -50,7% | -9,1% | -9,7% | -6,2% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -32,3% | -6,0% | -8,0% | -6,0% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -13,9% | -4,3% | -7,1% | -5,9% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -23,1% | -5,1% | -7,5% | -5,9% |
| RLB.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -20,2% | -25,3% | -33,8% | -61,7% |
| RLA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 1,5% | 1,5% | 1,5% | 1,4% |
| RLB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -5,6% | -4,3% | -7,2% | -6,4% |
| RLA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -5,4% | -5,7% | -6,0% | -6,4% |
| RLB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -0,7% | -4,6% | -7,6% | -6,9% |
| RLA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -7,3% | -7,8% | -8,5% | -9,3% |
| RL.8 | 15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh | -1,0% | -5,3% | -8,2% | -7,5% |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | -16,9% | -10,7% | -11,7% | -9,0% |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | -14,8% | -9,8% | -11,2% | -9,0% |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | -28,1% | -5,6% | -2,1% | -1,5% |
| Suministrados desde plantas satélite | | | | | |
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | -21,7% | -27,8% | -38,4% | -67,1% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -21,6% | -27,5% | -38,0% | -61,3% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -21,3% | -27,1% | -37,1% | -59,0% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -12,4% | -14,2% | -16,5% | -66,5% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -19,6% | -24,3% | -32,1% | -50,2% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -16,0% | -19,1% | -23,6% | -71,7% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -17,8% | -21,7% | -27,7% | -38,4% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | -3,4% | -3,5% | -3,7% | -3,8% |
| RL.9 | 50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh | -16,9% | -10,7% | -11,7% | -9,0% |
| RL.10 | 150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh | -14,8% | -9,8% | -11,2% | -9,0% |
| RL.11 | C > 500.000.000 kWh | -28,1% | -5,6% | -2,1% | -1,5% |

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.

De forma análoga a lo comentado anteriormente para las actividades de transporte y distribución, y dado que los desvíos de ejercicios anteriores al año de gas 2023, incluidos en la Resolución que establece la retribución para el periodo comprendido entre el 1 de enero a 30 de septiembre de 2021 y en el Anexo II y III de la Retribución para el año de gas 2023, serán incorporados en las liquidaciones del ejercicio 2022, no procede la consideración de desvíos en la retribución de ejercicios anteriores. Asimismo, tampoco procede la incorporación de desvíos de ingresos de peajes de ejercicios anteriores por no disponerse de los realmente registrados. Por el contrario, se incluyen los desvíos registrados en las primas de las subastas de regasificación en la determinación de los peajes de regasificación de 2023, dado que se corresponden con valores reales.

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 92 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 380,5 M€, de los cuales el 33,6% se corresponde con la retribución por costes de inversión, el 38,1% con la retribución por costes de operación y mantenimiento (de los cuales el 32,3% tienen naturaleza fija y el 5,8% naturaleza variable), el 21,8% se corresponde con la retribución por productividad y eficiencia (de los cuales el 15,1% se corresponde con la retribución por continuidad de suministro) y el 6,6% 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 11/2021 han ascendido, aproximadamente, a 134.950 €.

El importe de las primas resultantes de las subastas correspondiente a la actividad de regasificación asciende a 132,0 M€, de los cuales 83,7 M€ corresponden a subastas del ejercicio 2023 y 48,3 M€ corresponden a desvíos respecto de las primas consideradas en la determinación de los peajes del

ejercicio 2022. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 248.477.674 €.

Cuadro 92. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2023

| Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€) | Previsión 2023 | % sobre total |
|---|----------------------|---------------|
| Retribución por inversión | 127.739.099 | 33,6% |
| Amortización y retribución financiera | 125.698.729 | 33,0% |
| Retribución gas talón | 2.040.370 | 0,5% |
| Retribución por O&M | 145.011.877 | 38,1% |
| O&M a valores unitarios y singulares | 107.470.956 | 28,2% |
| COPEX | 15.600.677 | 4,1% |
| Otros costes auditados | 21.940.245 | 5,8% |
| Retribución ARPE | 82.833.364 | 21,8% |
| Continuidad de suministro (RCS) | 57.463.258 | 15,1% |
| Extensión vida útil (REVU) | 11.365.528 | 3,0% |
| Mejora de la productividad (RMP) | 13.373.291 | 3,5% |
| Incentivo mermas (IM) | - | 0,0% |
| Incentivo desarrollo sostenible (IDS) | 631.287 | 0,2% |
| Retribución Musel | 24.942.331 | 6,6% |
| Ingresos por desbalances | n.a. | |
| Desvíos de ejercicios anteriores | n.a. | |
| Total Retribución | 380.526.671 | 100,0% |
| Primas Subastas | - 132.048.997 | |
| Primas del ejercicio 2023 | - 83.776.899 | |
| Desvíos de primas ejercicios anteriores | - 48.272.099 | |
| Total | 248.477.674 | |

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:

PÚBLICA

1. Se valorarán las instalaciones existentes en cada una de las plantas a los valores unitarios vigentes en el ejercicio tarifario (véase Cuadro 93).
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 94).
3. La anualidad de las unidades no estandarizadas se desagregará, en su caso, por elemento retributivo teniendo en cuenta la información de la auditorías de inversión (véase Cuadro 95).
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 95).
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 96).
6. Por último, se impone la relación a la retribución prevista para el ejercicio del año de gas 2023 (véase Cuadro 97).

Cuadro 93. 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 | | | | | | TOTAL |
|---|---|----------------------------|---|--|--------------------|--------------------|----------------------|
| | Barcelona | Bilbao | Cartagena | Huelva | Mugardos | Sagunto | |
| Características técnicas | | | | | | | |
| Tanques de GNL | | | | | | | |
| Número | 6 | 3 | 5 | 5 | 2 | 4 | 25 |
| Capacidad (m³) | 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 (m³/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 (m³/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 (m³/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 (m³/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 (m³) | 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 (m³) | 3.784 | - | 2.300 | 2.300 | - | 2.550 | 10.934 |
| Relicuaador 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 | |
| Valor de reposición (€) | 675.336.671 | 442.298.671 | 558.100.024 | 581.181.878 | 354.544.064 | 541.051.555 | 3.152.512.862 |
| Unidades estandarizables | 502.521.977 | 269.483.977 | 385.285.330 | 408.367.184 | 181.729.370 | 368.236.861 | 2.115.624.698 |
| 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 |
| Relicuaador 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 |
| Unidades no estandarizables | 172.814.694 | 172.814.694 | 172.814.694 | 172.814.694 | 172.814.694 | 172.814.694 | 1.036.888.164 |

Fuente: CNMC

Cuadro 94. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición

| | Valor de reposición | Vida útil regulatoria | Amortización | % sobre total |
|--|----------------------|-----------------------|--------------------|---------------|
| Unidades estandarizables | 2.115.624.698 | | 122.587.410 | 85,5% |
| 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% |
| Unidades no estandarizables | 1.036.888.164 | 50 | 20.737.763 | 14,5% |
| Valor de reposición (€) | 3.152.512.862 | | 143.325.173 | 100,0% |

Fuente: CNMC

Cuadro 95. 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 96. 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 (€) | | | | TOTAL | % 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 | | Obra civil portuaria y terrestre | Cargadero en Cisternas | Vaporizadores | Tanque |
| Unidades estandarizables | - | 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 | 1.249.629 | 100,0% | - | - | - |
| Vaporizador agua de mar | - | - | 30.112.963 | 30.112.963 | 30.112.963 | - | 100,0% | 87,0% | - |
| Vaporizador de combustión sumergida | - | - | 4.018.998 | 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% |
| Relicuidador boil off | - | - | - | 8.190 | 8.190 | - | - | - | 0,0% |
| Sistemas de medida (1) | - | - | 491.773 | 491.773 | 491.773 | - | - | 1,4% | - |
| Unidades no estandarizables | 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 | 1.847.190 | 12,0% | - | - | - |
| Interconexiones de gas natural licuado | 207.261 | - | - | 207.261 | 207.261 | 1,4% | - | - | - |
| Instalaciones de obra civil terrestre | 5.597.415 | - | - | 5.597.415 | 5.597.415 | 36,5% | - | - | - |
| Infraestructura terrestre | 3.948.960 | - | - | 3.948.960 | 3.948.960 | 25,7% | - | - | - |
| Edificios | 461.585 | - | - | 461.585 | 461.585 | 3,0% | - | - | - |
| Adecuación de Terrenos | 1.186.870 | - | - | 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 | 1.238.830 | 8,1% | - | - | - |
| Servicios auxiliares | 2.549.445 | - | - | 2.549.445 | 2.549.445 | 16,6% | - | - | - |
| Sistema de suministro eléctrico | 946.666 | - | - | 946.666 | 946.666 | 6,2% | - | - | - |
| Sistema de captación de agua | 2.655.482 | - | - | 2.655.482 | 2.655.482 | 17,3% | - | - | - |
| Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL | 300.714 | - | - | 300.714 | 300.714 | 2,0% | - | - | - |
| Total | 15.343.003 | 1.249.629 | 34.623.735 | 92.080.967 | 143.297.334 | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% |

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

Cuadro 97. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 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 |
|---|----------------------------------|------------------------|---------------|-------------|-------------|
| | 24.802.468 | 2.420.887 | 9.935.749 | 223.257.627 | 260.416.731 |

| 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) | | | | 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 | |
| Unidades estandarizables | 0,0% | 100,0% | 100,0% | 94,1% | - |
| Tanques de GNL | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 82,3% | 183.646.207 |
| Tanque de GNL | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 79,7% | 177.879.347 |
| Bombas primarias | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 2,6% | 5.766.860 |
| Cargadero de cisternas | - | 100,0% | - | - | 2.420.887 |
| Vaporizador agua de mar | - | - | 87,0% | - | 8.641.322 |
| Vaporizador de combustión sumergida | - | - | 11,6% | - | 1.153.306 |
| Bombas secundarias | - | - | - | 3,8% | 8.588.903 |
| Sistema de antorcha | - | - | - | 0,5% | 1.167.453 |
| Compresor boil off procesado interno de la planta | - | - | - | 3,8% | 8.476.116 |
| Compresor boil off emisión directa a la red | - | - | - | 3,7% | 8.279.066 |
| Relicuidador boil off | - | - | - | 0,0% | 19.856 |
| Sistemas de medida (1) | - | - | 1,4% | - | 141.121 |
| Unidades no estandarizables | 100,0% | 0,0% | 0,0% | 5,9% | 24.802.468 |
| Interconexiones de gas natural | 12,0% | - | - | - | 2.986.044 |
| Interconexiones de gas natural licuado | 1,4% | - | - | - | 335.045 |
| Instalaciones de obra civil terrestre | 36,5% | - | - | - | 9.048.405 |
| Infraestructura terrestre | 25,7% | - | - | - | 6.383.623 |
| Edificios | 3,0% | - | - | - | 746.167 |
| Adecuación de Terrenos | 7,7% | - | - | - | 1.918.615 |
| Instalaciones de descarga | - | - | - | 5,9% | 13.080.025 |
| Sistemas de gestión y control | 8,1% | - | - | - | 2.002.609 |
| Servicios auxiliares | 16,6% | - | - | - | 4.121.261 |
| Sistema de suministro eléctrico | 6,2% | - | - | - | 1.530.317 |
| Sistema de captación de agua | 17,3% | - | - | - | 4.292.674 |
| Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques | 2,0% | - | - | - | 486.114 |
| Total | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 100,0% | 24.802.468 |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 98 se recoge la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 desagregada por elemento.

Cuadro 98. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2023 por elemento

| Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€) | Orden ITC/3994/2006 | Orden ITC/3128/2011 | Total | % sobre total retribución |
|--|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------------|
| Unidades estandarizables | 222.534.238 | 11.073.280 | 233.607.517 | 84,8% |
| Tanque almacenamiento GNL. | 177.879.347 | 10.168.870 | 188.048.217 | 68,2% |
| Bombas primarias | 5.766.860 | 329.675 | 6.096.535 | 2,2% |
| Sistema de bombas secundarias. | 8.588.903 | 319.461 | 8.908.363 | 3,2% |
| Vaporizadores de agua de mar. | 8.641.322 | - | 8.641.322 | 3,1% |
| Vaporizadores de combustión sumergida. | 1.153.306 | - | 1.153.306 | 0,4% |
| Sistema de medida u odorización (1) | 141.121 | - | 141.121 | 0,1% |
| Sistema de antorcha y combustor. | 1.167.453 | - | 1.167.453 | 0,4% |
| Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta | 8.476.116 | 255.274 | 8.731.390 | 3,2% |
| Compresor de boil-off para emisión directa a red | 8.279.066 | - | 8.279.066 | 3,0% |
| Relicador de boil-off. | 19.856 | - | 19.856 | 0,0% |
| Cargaderos de sistemas. | 2.420.887 | - | 2.420.887 | 0,9% |
| Unidades no estandarizables | 37.882.494 | 1.919.564 | 39.802.058 | 14,4% |
| Interconexiones de gas natural | 2.986.044 | - | 2.986.044 | 1,1% |
| Interconexiones de gas natural licuado | 335.045 | 160.307 | 495.351 | 0,2% |
| Instalaciones de obra civil terrestre | 9.048.405 | - | 9.048.405 | 3,3% |
| Instalaciones de descarga | 13.080.025 | - | 13.080.025 | 4,7% |
| Sistemas de gestión y control | 2.002.609 | 568.572 | 2.571.181 | 0,9% |
| Servicios auxiliares | 4.121.261 | 310.847 | 4.432.108 | 1,6% |
| Sistema de suministro eléctrico | 1.530.317 | 544.036 | 2.074.353 | 0,8% |
| Sistema de captación de agua | 4.292.674 | - | 4.292.674 | 1,6% |
| Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL | 486.114 | 335.803 | 821.917 | 0,3% |
| Retribución Financiera Gas Talón /NMLL | 2.040.370 | - | 2.040.370 | 0,7% |
| ERM | 99.606 | - | 99.606 | 0,0% |
| Total | 262.556.707 | 12.992.844 | 275.549.551 | 100,0% |

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 99 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

Cuadro 99. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio

| | | |
|--|--|---------------------------------|
| Retribución reconocida a los tanques de GNL (€) | 188.048.217 | |
| | % sobre retribución de los tanques de GNL | Retribución asignada (€) |
| Proporción de la retribución del tanque asignada al gas talón (€) | 8,00% | 15.043.857 |
| Proporción de la retribución del tanque asignada al stock de seguridad (€) | 39,78% | 74.805.581 |
| Proporción de la retribución del tanque asignada al stock logístico (€) | 52,22% | 98.198.779 |

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 100).
- 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 101).
- 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 102).

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 100. 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) | 121.379.541 |
| Stock de flexibilidad logística | 98.198.779 |
| Gas talón | 15.043.857 |
| Bombas primarias | 6.096.535 |
| 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 | 265.419.402 | 94,5% | 265.419.402 | 94,5% | 114.676.400 |
| Carga en Cisternas | 15.514.473 | 5,5% | 15.514.473 | 5,5% | 6.703.142 |
| Total | 280.933.874 | 100,0% | 280.933.874 | 100,0% | 121.379.541 |

Fuente: CNMC

Cuadro 101. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado

| Retribución reconocida a las interconexiones de GNL (€) (A) | 495.351 | | | | |
|--|--|---------------------------------------|--|--|---|
| 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 | 286.922.422 | 48,8% | 286.922.422 | 48,8% | 241.715 |
| Vaporización | 265.419.402 | 45,2% | 265.419.402 | 45,1% | 223.600 |
| Carga en Cisternas | 15.514.473 | 2,6% | 15.514.473 | 2,6% | 13.070 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 19.742.413 | 3,4% | 19.742.413 | 3,4% | 16.632 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | - | 0,0% | 219.000 | 0,04% | 184 |
| Puesta en frío | 176.898 | 0,0% | 176.898 | 0,03% | 149 |
| Total | 587.775.607 | 100,0% | 587.994.607 | 100,0% | 495.351 |

Fuente: CNMC

Cuadro 102. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga

| Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A) | | | | | 13.080.025 |
|--|---|--------------------------------|---|---|------------------------------------|
| 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 | 286.922.422 | 93,5% | 286.922.422 | 93,4% | 12.222.183 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 19.742.413 | 6,4% | 19.742.413 | 6,4% | 840.978 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | - | 0,0% | 219.000 | 0,1% | 9.329 |
| Puesta en frío | 176.898 | 0,1% | 176.898 | 0,1% | 7.535 |
| Total | 306.841.733 | 100,0% | 307.060.733 | 100,0% | 13.080.025 |

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 103).

Cuadro 103. 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) | | 821.917 | |
|--|---|-------------------------------|---|
| Retribución del tanque por servicio | Retribución del tanque por servicio (€) | % sobre retribución total (B) | Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B) |
| Almacenamiento de GNL | 74.805.581 | 38,13% | 313.398 |
| Vaporización | 113.277.916 | 57,74% | 474.577 |
| Carga en Cisternas | 8.101.625 | 4,13% | 33.942 |
| Total | 196.185.122 | 100,00% | 821.917 |

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 104. 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) | | | | | | 18.197.766 |
|---|--|--|--|--|--|------------|
| Sistema de antorcha y combustor. | | | | | | 1.167.453 |
| Compresor de boil-off para procesado interno en planta | | | | | | 8.731.390 |
| Compresor de boil-off para emisión directa a red. | | | | | | 8.279.066 |
| Relicador de boil-off. | | | | | | 19.856 |

| 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 | 5.620 | 5.620 | 637 | 5,23% | 951.409 |
| Almacenamiento de GNL | 0,163 | 52.560 | 52.560 | 8.550 | 70,14% | 12.764.020 |
| Carga de GNL en cisternas | 0,035 | 57.120 | 57.120 | 1.986 | 16,30% | 2.965.649 |
| Vaporización | 0,013 | 52.560 | 52.560 | 693 | 5,68% | 1.033.848 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 0,218 | 1.067 | 1.067 | 233 | 1,91% | 347.888 |
| Trasvase de buque a buque | 0,218 | - | 50 | 11 | 0,09% | 16.298 |
| Puesta en frío de buques | 0,218 | 364 | 364 | 79 | 0,65% | 118.654 |
| Total | | | | 12.190 | 100,00% | 18.197.766 |

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 105. 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

| Retribución asignada proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de elementos (A) | 18.126.047 |
|--|------------|
| Obra civil | 9.048.405 |
| Sistemas de gestión y control | 2.571.181 |
| Servicios auxiliares. | 4.432.108 |
| Sistema de suministro eléctrico | 2.074.353 |

| Elemento retributivo | Asignación de la retribución de cada elemento por servicio | | | | | | | Total |
|--|--|-------------------|--------------------|-------------------|-----------------------------------|----------------------------------|----------------|--------------------|
| | 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 | |
| Tanque de GNL | | 74.805.581 | 106.988.852 | 6.253.784 | | | | 188.048.217 |
| Bombas primarias | | | 5.759.856 | 336.679 | | | | 6.096.535 |
| Retribución financiera del gas talón | | | 1.927.691 | 112.679 | | | | 2.040.370 |
| Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL | | 313.398 | 480.436 | 28.083 | | | | 821.917 |
| Sistema de bombas secundarias. | | | 8.908.363 | | | | | 8.908.363 |
| Vaporizadores de agua de mar. | | | 8.641.322 | | | | | 8.641.322 |
| Vaporizadores de combustión sumergida. | | | 1.153.306 | | | | | 1.153.306 |
| Sistema de medida u odorización. | | | 240.727 | | | | | 240.727 |
| Sistema de captación de agua | | | 4.292.674 | | | | | 4.292.674 |
| Sistema de antorcha y combustor. | 61.036 | 818.859 | 66.325 | 190.257 | 22.318 | 1.046 | 7.612 | 1.167.453 |
| Compresor de boil-off para procesado interno en planta | 456.491 | 6.124.248 | 496.046 | 1.422.935 | 166.919 | 7.820 | 56.931 | 8.731.390 |
| Compresor de boil-off para emisión directa a red. | 432.843 | 5.806.986 | 470.349 | 1.349.221 | 158.272 | 7.415 | 53.981 | 8.279.066 |
| Relicador de boil-off. | 1.038 | 13.927 | 1.128 | 3.236 | 380 | 18 | 129 | 19.856 |
| Cargaderos de cisternas. | | | | 2.420.887 | | | | 2.420.887 |
| Tuberías de gas natural | | | 2.986.044 | | | | | 2.986.044 |
| Tuberías de gas natural licuado | 241.715 | | 223.600 | 13.070 | 16.632 | 184 | 149 | 495.351 |
| Instalaciones de descarga | 12.222.183 | | | | 840.978 | 9.329 | 7.535 | 13.080.025 |
| Total | 13.415.308 | 87.882.998 | 142.636.720 | 12.130.830 | 1.205.498 | 25.811 | 126.338 | 257.423.594 |
| % de retribución asignado por servicio (B) | 5,21% | 34,14% | 55,41% | 4,71% | 0,47% | 0,01% | 0,05% | 100,0% |

| Asignación resto elementos por servicio (A) * (B) | 944.617 | 6.188.135 | 10.043.527 | 854.172 | 84.883 | 1.817 | 8.896 | 18.126.047 |
|---|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|------------------|---------------|----------------|--------------------|
| Obra civil | 471.546 | 3.089.077 | 5.013.664 | 426.397 | 42.373 | 907 | 4.441 | 9.048.405 |
| Sistemas de gestión y control | 133.994 | 877.787 | 1.424.675 | 121.164 | 12.041 | 258 | 1.262 | 2.571.181 |
| Servicios auxiliares. | 230.974 | 1.513.098 | 2.455.803 | 208.859 | 20.755 | 444 | 2.175 | 4.432.108 |
| Sistema de suministro eléctrico | 108.102 | 708.173 | 1.149.386 | 97.752 | 9.714 | 208 | 1.018 | 2.074.353 |
| Total | 14.359.924 | 94.071.133 | 152.680.247 | 12.985.002 | 1.290.381 | 27.629 | 135.234 | 275.549.551 |

Fuente: CNMC

En el Cuadro 106 se resume, el resultado de la asignación por servicio.

Cuadro 106. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.

| Servicio prestado en la planta | Retribución asignada por servicio (€) |
|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Descarga de GNL | 14.359.924 |
| Almacenamiento de GNL | 94.071.133 |
| Vaporización | 152.680.247 |
| Carga de GNL en cisternas | 12.985.002 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 1.290.381 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 27.629 |
| Puesta en frío de buques | 135.234 |
| Total | 275.549.551 |

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 107 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 2023.

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 9/2019²⁷, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

²⁷ 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 107. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2023 por servicio prestado en la planta.

| Retribución variable O&M (€) (A) | | 22.571.531 |
|---|--|---|
| 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% | 2.257.153 |
| Almacenamiento de GNL | 16,79% | 3.789.760 |
| Carga de GNL en cisternas | 67,09% | 15.143.240 |
| Vaporización | 5,80% | 1.309.149 |
| Trasvase de GNL a buque | 0,17% | 38.372 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 0,14% | 31.600 |
| Puesta en frío de buques | 0,01% | 2.257 |
| Total | 100,0% | 22.571.531 |

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 108 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 108. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 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 | 14.359.924 | 2.257.153 | 16.617.077 |
| Almacenamiento de GNL | 94.071.133 | 3.789.760 | 97.860.893 |
| Vaporización | 152.680.247 | 15.143.240 | 167.823.487 |
| Carga de GNL en cisternas | 12.985.002 | 1.309.149 | 14.294.151 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 1.290.381 | 38.372 | 1.328.753 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 27.629 | 31.600 | 59.229 |
| Puesta en frío de buques | 135.234 | 2.257 | 137.491 |
| Total | 275.549.551 | 22.571.531 | 298.121.082 |
| Otros Costes de regasificación | 82.405.589 | - | 82.405.589 |
| Total | 357.955.140 | 22.571.531 | 380.526.671 |

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.

Según la información disponible en la CNMC, el importe de las primas de las subastas que se debe tener en cuenta en la determinación de los peajes del año de gas 2023 asciende a 132.048.997 €.

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 109. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2023 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas

| Primas de las subastas de capacidad (€) (C) | | | - 132.048.997 | | |
|---|--|---|--|--|---|
| 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 | 14.359.924 | 5,2% | 7.478.354 | 2.257.153 | 9.735.507 |
| Almacenamiento de GNL | 94.071.133 | 34,1% | 48.990.316 | 3.789.760 | 52.780.077 |
| Vaporización | 152.680.247 | 55,4% | 79.512.741 | 15.143.240 | 94.655.981 |
| Carga de GNL en cisternas | 12.985.002 | 4,7% | 6.762.323 | 1.309.149 | 8.071.472 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 1.290.381 | 0,5% | 672.004 | 38.372 | 710.376 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 27.629 | 0,0% | 14.388 | 31.600 | 45.989 |
| Puesta en frío de buques | 135.234 | 0,0% | 70.427 | 2.257 | 72.684 |
| Total | 275.549.551 | 100,0% | 143.500.554 | 22.571.531 | 166.072.085 |

Fuente: CNMC

9.5.1.1. Peaje de descarga de buques

En el Cuadro 110 se calculan los peajes de descarga de buques aplicables al año de gas 2023, determinados de acuerdo con lo establecido en el punto V del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 110. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL

Peaje descarga de GNL

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | TOTAL |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|-----------|
| Retribución a recuperar (A) | 7.478.354 | 2.257.153 | 9.735.507 |
| % | 77% | 23% | 100% |

Variables de facturación

| Tamaño del barco (T) (m3) | Nº de Barcos (B) | Tiempos medios de operación (horas) (C) | Volumen (MWh) (D) |
|--|------------------|---|--------------------|
| S (T < 40.000 m3 de GNL) | 0 | 14,06 | - |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 26 | 14,06 | 12.700.161 |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 209 | 16,56 | 180.956.197 |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 96 | 18,67 | 93.266.063 |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 0 | 27,83 | - |
| TOTAL | 331 | 16,98 | 286.922.422 |

Determinación del coste horario fijo por operación

| | Retribución por inversión y O&M fijos |
|--|---------------------------------------|
| Retribución fija a recuperar (A) | 7.478.354 |
| Nº de barcos (B) | 331 |
| Tiempo medio ponderado (C) | 17 |
| Nº horas de operación (B) * (C) | 5.620 |
| Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)] | 1.331 |

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) | 18.711 | 0,000008 |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 18.711 | 0,000008 |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 22.042 | 0,000008 |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 24.846 | 0,000008 |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 37.036 | 0,000008 |

Fuente: CNMC

Se mantiene el factor de conversión de m³ 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/m³(n) y la relación

entre m³ de GNL y m³ de GN equivalente de 585 m³(n) de GN, dando como resultado un valor de 6.804 kWh/m³(n).

9.5.1.2. Peaje de almacenamiento de GNL

En el Cuadro 111 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 111. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2023

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | Retribución total (€) |
|------------------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|
| Retribución a recuperar (A) | 48.990.316 | 3.789.760 | 52.780.077 |
| % | 92,8% | 7,2% | 100,0% |

| | Capacidad contratada (kWh/día) | Volumen almacenado (kWh) |
|---|--------------------------------|--------------------------|
| Variables de facturación previstas (B) | 19.674.242.415 | 4.618.871.951.308 |

| | Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año) | Término variable (€/kWh almacenado) |
|--|---|-------------------------------------|
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,002490 | 0,000001 |

Fuente: CNMC

9.5.1.3. Peaje de regasificación

En el Cuadro 112 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 112. Determinación de los términos de facturación del peaje de regasificación para el año de gas 2023

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | Retribución total (€) |
|------------------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|
| Retribución a recuperar (A) | 79.512.741 | 15.143.240 | 94.655.981 |
| % | 84,0% | 16,0% | 100,0% |

| | Caudal a facturar (kWh/día)/mes | Volumen regasificados (kWh) |
|---|---------------------------------|-----------------------------|
| Variables de facturación previstas (B) | 951.829.541 | 265.419.401.515 |

| | Término fijo (€/kWh/día/año) | Término variable (€/kWh regasificado) |
|--|------------------------------|---------------------------------------|
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,083537 | 0,000057 |

Fuente: CNMC

9.5.1.4. Peaje de licuefacción virtual

En el Cuadro 113 se determina el peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023 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 113. Determinación de los términos de facturación del peaje de licuefacción virtual para el año de gas 2023

| | |
|--|-------------|
| Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A) | 152.680.247 |
| Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B) | 10.043.527 |
| Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A) | 6,6% |
| Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D) | 0,083537 |
| Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C) | 0,005495 |

Fuente: CNMC

9.5.1.5. Peaje de carga en cisternas

En el Cuadro 114 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 114. Determinación de los términos de facturación del peaje de carga en cisterna para el año de gas 2023

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | Retribución total (€) |
|--|---|--|-----------------------|
| Retribución a recuperar (A) | 6.762.323 | 1.309.149 | 8.071.472 |
| % | 83,8% | 16,2% | 100,0% |
| | Caudal a facturar (kWh/día/mes) | Volumen cargado (kWh) | |
| Variables de facturación previstas (B) | 72.584.001 | 15.514.472.761 | |
| | Término fijo (€/kWh/día/año) | Término variable (€/kWh cargado en cisterna) | |
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,093165 | 0,000084 | |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

9.5.1.6. Peaje de carga de GNL de planta a buque

En el Cuadro 115 se determina el término de facturación del peaje de trasvase de GNL a buque para el año de gas 2023, conforme con el punto V.6 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 115. Determinación de los términos de facturación del peaje de trasvase de GNL de planta a buque para el año de gas 2023

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | Retribución total (€) |
|-----------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|
| Retribución a recuperar (A) | 672.004 | 38.372 | 710.376 |
| % | 94,6% | 5,4% | 100,0% |

| | Nº de buques | Volumen trasvasado (kWh) |
|--|--------------|--------------------------|
| Variables de facturación previstas (B) | 54 | 19.742.412.919 |

| | Término variable (€/kWh trasvasado) |
|---------------------------------|-------------------------------------|
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,000036 |

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 116 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 116. 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) | 14.388 | 31.600 | 45.989 |
| % | 31,3% | 68,7% | 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) | 0,000210 |

Fuente: CNMC

9.5.1.8. Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 117 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 117. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2023

| | Retribución por inversión y O&M fijos (€) | Retribución por O&M variables (€) | Retribución total (€) |
|------------------------------------|---|-----------------------------------|-----------------------|
| Retribución a recuperar (A) | 70.427 | 2.257 | 72.684 |
| % | 96,9% | 3,1% | 100,0% |

| | Nº de buques | Volumen empleado en la puesta en frío (kWh) |
|---|--------------|---|
| Variables de facturación previstas (B) | 1 | 176.898.407 |

| | Término variable (€/kWh) |
|--|--------------------------|
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,000411 |

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 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 118).

Cuadro 118. 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 | 7.478.354 | 2.257.153 | 9.735.507 | 9.735.507 |
| Almacenamiento de GNL | 48.990.316 | 3.789.760 | 52.780.077 | 52.780.077 |
| Regasificación | 79.512.741 | 15.143.240 | 94.655.981 | 94.655.981 |
| Carga de GNL en sistemas | 6.762.323 | 1.309.149 | 8.071.472 | 8.071.472 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 672.004 | 38.372 | 710.376 | 710.376 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 14.388 | 31.600 | 45.989 | - |
| Puesta en frío de buques | 70.427 | 2.257 | 72.684 | 72.684 |
| Liquefacción Virtual | - | - | - | 286 |
| Total | 143.500.554 | 22.571.531 | 166.072.085 | 166.026.382 |
| Factor de Ajuste | | | 1,000275 | |

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) | 18.711 | | 0,0000079 | 18.716 | | 0,0000079 |
| M (40.000 - 75.000 m3 GNL) | 18.711 | | 0,0000079 | 18.716 | | 0,0000079 |
| L (75.000 - 150.000 m3 GNL) | 22.042 | | 0,0000079 | 22.048 | | 0,0000079 |
| XL (150.000 - 216.000 m3 GNL) | 24.846 | | 0,0000079 | 24.852 | | 0,0000079 |
| XXL (T > 216.000 m3 GNL) | 37.036 | | 0,0000079 | 37.047 | | 0,0000079 |
| Almacenamiento de GNL | | 0,002490 | 0,0000008 | | 0,002491 | 0,0000008 |
| Regasificación | | 0,083537 | 0,0000571 | | 0,083560 | 0,0000571 |
| Carga de GNL en sistemas | | 0,093165 | 0,0000844 | | 0,093191 | 0,0000844 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | | | 0,0000360 | | | 0,0000360 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | | | 0,0002100 | | | 0,0002101 |
| Puesta en frío de buques | | | 0,0004109 | | | 0,0004110 |
| Liquefacción Virtual | | 0,005495 | | | 0,005497 | |

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 119, Cuadro 120 y Cuadro 121).

Cuadro 119. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023

| Servicio individual | €/Buque | Término fijo (€/kWh/día y año) | Término variable (€/kWh) |
|--|---------|--------------------------------|--------------------------|
| Descarga de GNL | | | |
| S (< 40.000 m3 de GNL) | 18.716 | | 0,000008 |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 18.716 | | 0,000008 |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 22.048 | | 0,000008 |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 24.852 | | 0,000008 |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 37.047 | | 0,000008 |
| Almacenamiento de GNL | | 0,002491 | 0,000001 |
| Vaporización | | 0,083560 | 0,000057 |

Fuente: CNMC

Cuadro 120. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2023

| Servicio individual | Término fijo (€/kWh/día y año) | Término variable (€/kWh) |
|-----------------------|--------------------------------|--------------------------|
| Almacenamiento de GNL | 0,002491 | 0,000001 |
| Vaporización | 0,083560 | 0,000057 |

Fuente: CNMC

Cuadro 121. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2023

| Servicio individual | €/Buque | Término fijo (€/kWh/día y año) | Término variable (€/kWh) |
|--|---------|--------------------------------|--------------------------|
| Descarga de GNL | | | |
| S (< 40.000 m3 de GNL) | 18.716 | | 0,000008 |
| M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL) | 18.716 | | 0,000008 |
| L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL) | 22.048 | | 0,000008 |
| XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL) | 24.852 | | 0,000008 |
| XXL (T > 216.000 m3 de GNL) | 37.047 | | 0,000008 |
| Almacenamiento de GNL | | 0,002491 | 0,000001 |
| Peaje de trasvase de GNL de planta a buque | | | 0,000036 |

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 122 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 122. 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 |
|--|-------|------------|---------|--------|-------------|----------------------|---------------------------|
| I. Servicios no vinculados | | | | | | | |
| 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 | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ | ✓ |
| II. Servicios vinculados | | | | | | | |
| 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 h 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 123 se muestra los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el periodo comprendido entre 2018 y 2021. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2018-2021. En el caso del servicio de licuefacción virtual y el producto intradiario de carga en cisternas se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

Cuadro 123. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2023

| Multiplicador | Multiplicadores regasificación | | | |
|--------------------|--------------------------------|----------------|--------------------|----------------------|
| | Almacenamiento | Regasificación | Carga en cisternas | Licuefacción virtual |
| Trimestral | 1,20 | 1,30 | 1,10 | 1,30 |
| 2018 | 1,19 | 1,48 | 1,10 | |
| 2019 | 1,19 | 1,22 | 1,09 | |
| 2020 | 1,30 | 1,09 | 1,15 | |
| 2021 | 1,10 | 1,22 | 1,08 | |
| Mensual | 1,30 | 1,40 | 1,20 | 1,40 |
| 2018 | 1,37 | 1,67 | 1,14 | |
| 2019 | 1,34 | 1,28 | 1,16 | |
| 2020 | 1,44 | 1,23 | 1,19 | |
| 2021 | 1,20 | 1,43 | 1,13 | |
| Diario | 1,60 | 1,80 | 1,70 | 1,80 |
| 2018 | 1,65 | 2,40 | 1,77 | |
| 2019 | 1,53 | 1,53 | 1,77 | |
| 2020 | 1,69 | 1,49 | 1,77 | |
| 2021 | 1,45 | 1,94 | 1,55 | |
| Intradiario | 5,60 | 7,10 | 7,10 | 7,10 |

Fuente: CNMC

Cuadro 124. 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 | 1,30 | 1,10 | 1,30 |
| Mensual | 1,30 | 1,40 | 1,20 | 1,40 |
| Diario | 1,60 | 1,80 | 1,70 | 1,80 |
| Intradiario | 5,60 | 7,10 | 7,10 | 7,10 |

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 6/2020²⁸ 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 125 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 126 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.

²⁸ 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 consumidores.

Cuadro 125. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2023

| | |
|--|---------------------------------|
| Retribución a recuperar (€) (A) | 82.405.589 |
| Retribución por continuidad de suministro | 57.463.258 |
| Hibernación MUSEL | 24.942.331 |
| Sentencia Firme 2278/2016 del TS | - |
| Variables de facturación previstas (kWh) (B) | 403.684.524.089 |
| Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales | 391.078.722.146 |
| Demanda consumidores conectados PS único cliente (kWh) | 12.605.801.942 |
| | Término variable (€/kWh) |
| Términos de facturación (A)/(B) | 0,000204 |

Fuente: CNMC

Cuadro 126. 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 2023

| | |
|--|-----------------|
| Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A) | 403.684.524.089 |
| Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales | 391.078.722.146 |
| Demanda consumidores conectados PS único cliente y otros destinos (kWh) | 12.605.801.942 |
| Término variable asociado a otros costes de regasificación (B) | 0,000204 |
| Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B) | 79.832.321 |

| Grupo Tarifario | Número de suministros (N) | % número de suministros sobre total (D) | Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) (RV _{OC,RL,GTK}) (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 | 4.701.485 | 58,017% | 46.316.468 | 84.037.789 | 9,851455 | 0,551139 |
| RL.2 | 2.921.366 | 36,050% | 28.779.708 | 176.836.578 | 9,851455 | 0,162747 |
| RL.3 | 396.986 | 4,899% | 3.910.895 | 60.168.511 | 9,851455 | 0,064999 |
| RL.4 | 57.944 | 0,715% | 570.834 | 49.658.629 | 9,851455 | 0,011495 |
| RL.5 | 21.011 | 0,259% | 206.989 | 81.935.198 | 9,851455 | 0,002526 |
| RL.6 | 2.325 | 0,029% | 22.904 | 28.860.106 | 9,851455 | 0,000794 |
| RL.7 | 1.175 | 0,014% | 11.572 | 46.722.330 | | 0,000248 |
| RL.8 | 709 | 0,009% | 6.988 | 92.177.550 | | 0,000076 |
| RL.9 | 311 | 0,004% | 3.068 | 107.464.257 | | 0,000029 |
| RL.10 | 190 | 0,002% | 1.876 | 175.717.459 | | 0,000011 |
| RL.11 | 103 | 0,001% | 1.020 | 910.529.959 | | 0,000001 |
| Total | 8.103.607 | 100% | 79.832.321 | 1.814.108.366 | | |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior

En el Cuadro 127 se comparan los peajes por los servicios prestados en la planta que resultan para el año de gas 2023 con los peajes de la Resolución del año de gas 2022, así como el coste medio que resulta de facturar la demanda prevista para el ejercicio 2023. Se observa que tanto los términos fijos como los variables de todos los peajes, con la excepción del término variable del peaje de almacenamiento de GNL, disminuyen de forma muy acusada motivado por una parte, por la mayor demanda prevista para el año de gas 2023 respecto de la implícita en los peajes de 2022 (véase Cuadro 8) y, por otra parte, la menor retribución asignada por servicio, motivada básicamente por la reducción de la retribución por inversión (por las instalaciones que han llegado al final de su vida útil) y el aumento de las primas imputadas respecto de las consideradas en 2022 en el caso de los peajes asociados al uso de instalaciones y la reducción de la retribución por continuidad de suministro y la finalización del impacto de la sentencia del tribunal supremo en el caso del peaje de otros costes de regasificación (véase Cuadro 129).

Cuadro 127. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2023 de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023

| Servicio | Resolución 2022 (A) | | | Resolución 2023 (B) | | | | % variación (B) sobre (A) | | | | |
|-----------------------------------|---------------------|----------------------------|------------------------|---------------------|---------|----------------------------|------------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------|------------------|---------------|
| | €/Buque | Término Fijo €/kWh/día/año | Término Variable €/kWh | Coste medio (€/kWh) | €/Buque | Término Fijo €/kWh/día/año | Término Variable €/kWh | Coste medio (€/kWh) | término fijo por buque | Término fijo por caudal | Término variable | Coste medio |
| Descarga de GNL | | | | 0,065 | | | | 0,034 | | | | -47,9% |
| S (< 40.000 m3 de GNL) | 34.598 | | 0,000010 | | 18.716 | | 0,000008 | | -45,9% | | -20,0% | -42,7% |
| M (40.000 - 75.000 m3 GNL) | 34.598 | | 0,000010 | 0,081 | 18.716 | | 0,000008 | 0,046 | -45,9% | | -20,0% | -49,1% |
| L (75.000 - 150.000 m3 GNL) | 48.236 | | 0,000010 | 0,066 | 22.048 | | 0,000008 | 0,033 | -54,3% | | -20,0% | -46,5% |
| XL (150.000 - 216.000 m3 GNL) | 51.243 | | 0,000010 | 0,063 | 24.852 | | 0,000008 | 0,034 | -51,5% | | -20,0% | -46,5% |
| XXL (T > 216.000 m3 GNL) | 81.411 | | 0,000010 | | 37.047 | | 0,000008 | | -54,5% | | -20,0% | |
| Almacenamiento de GNL | | 0,005391 | 0,000001 | 0,024 | | 0,002491 | 0,000001 | 0,012 | | -53,8% | 0,0% | -51,5% |
| Regasificación | | 0,177397 | 0,000071 | 0,707 | | 0,083560 | 0,000057 | 0,357 | | -52,9% | -19,7% | -49,6% |
| Carga de GNL en cisternas | | 0,221130 | 0,000088 | 1,123 | | 0,093191 | 0,000084 | 0,520 | | -57,9% | -4,5% | -53,7% |
| Trasvase de GNL de planta a buque | | | 0,000144 | 0,144 | | | 0,000036 | 0,036 | | | -75,0% | -75,0% |
| Trasvase de GNL de buque a buque | | | 0,000252 | 0,252 | | | 0,000210 | 0,210 | | | -16,7% | -16,7% |
| Puesta en frío de buques | | | 0,000736 | 0,736 | | | 0,000411 | 0,411 | | | -44,2% | -44,2% |
| Liquefacción Virtual | | 0,011585 | | 7,093 | | 0,005497 | | 3,366 | | -52,6% | | -52,6% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Cuadro 128. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023

| Servicio | Resolución 2022 (A) | | | Resolución 2023 (B) | | | Variación (B) sobre (A) (%) | | |
|---|---------------------|--|---------------|---------------------|--|---------------|-----------------------------|--|---------|
| | Nº barcos | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Nº barcos | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen (MWh) | Nº barcos | Capacidad contratada equivalente (MWh/día) | Volumen |
| Descarga de GNL | 233 | | 222.495.186 | 331 | | 286.922.422 | 42,0% | | 29,0% |
| S (< 40.000 m ³ de GNL) | 1 | | 35.053 | - | | - | -100,0% | | -100,0% |
| M (40.000 - 75.000 m ³ GNL) | 6 | | 2.697.267 | 26 | | 12.700.161 | 364,1% | | 370,9% |
| L (75.000 - 150.000 m ³ GNL) | 96 | | 84.349.086 | 209 | | 180.956.197 | 118,4% | | 114,5% |
| XL (150.000 - 216.000 m ³ GNL) | 128 | | 130.314.165 | 96 | | 93.266.063 | -25,1% | | -28,4% |
| XXL (T > 216.000 m ³ GNL) | 3 | | 5.099.615 | - | | - | -100,0% | | -100,0% |
| Almacenamiento de GNL | | 13.722.268 | 3.062.984.831 | | 19.674.242 | 4.618.871.951 | | 43,4% | 50,8% |
| Vaporización | | 670.410 | 207.046.634 | | 951.830 | 265.419.402 | | 42,0% | 28,2% |
| Carga de GNL en cisternas | | 53.341 | 14.473.937 | | 72.584 | 15.514.473 | | 36,1% | 7,2% |
| Trasvase de GNL de planta a buque | - | | 2.866.815 | 54 | | 19.742.413 | | | 588,7% |
| Trasvase de GNL de buque a buque | - | | - | - | | - | | | - |
| Puesta en frío de buques | - | | 176.898 | 9 | | 176.898 | | | 0,0% |
| Liquefacción Virtual | | | - | | 5.431 | - | | | - |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Cuadro 129. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023

| Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€) | Resolución de peajes 2022 (A) | Resolución de peajes 2023 (B) | Diferencia (B) - (A) | Variación (B) sobre (A) (%) |
|---|-------------------------------|-------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| Retribución por inversión | 134.013.296 | 127.739.099 | - 6.274.196 | -4,7% |
| Amortización y retribución financiera | 131.972.926 | 125.698.729 | - 6.274.196 | -4,8% |
| Retribución gas talón | 2.040.370 | 2.040.370 | - | 0,0% |
| Retribución por O&M | 145.011.877 | 145.011.877 | - | 0,0% |
| O&M | 107.470.956 | 107.470.956 | - | 0,0% |
| COPEX | 15.600.677 | 15.600.677 | - | 0,0% |
| Otros costes auditados | 21.940.245 | 21.940.245 | - | 0,0% |
| Retribución ARPE | 94.588.810 | 82.833.364 | - 11.755.446 | -12,4% |
| Continuidad de suministro (RCS) | 70.724.010 | 57.463.258 | - 13.260.752 | -18,8% |
| Extensión vida útil (REVU) | 10.491.509 | 11.365.528 | 874.019 | 8,3% |
| Mejora de la productividad (RMP) | 13.373.291 | 13.373.291 | - | 0,0% |
| Incentivo mermas (IM) | - | - | - | - |
| Incentivo desarrollo sostenible (IDS) | - | 631.287 | 631.287 | |
| Retribución MuseI | 24.942.331 | 24.942.331 | - | 0,0% |
| DA1ª Orden ETU/1283/2017 | 12.168.198 | - | - 12.168.198 | -100,0% |
| Total Retribución | 410.724.512 | 380.526.671 | - 30.197.841 | -7,4% |
| Primas Subastas | - 64.200.896 | - 132.048.997 | - 67.848.102 | 105,7% |
| Primas del ejercicio | - 64.200.896 | - 83.776.899 | - 19.576.003 | 30,5% |
| Desvíos de primas ejercicios anteriores | | - 48.272.099 | - 48.272.099 | |
| Total | 346.523.617 | 248.477.674 | - 98.045.943 | -28,3% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

PÚBLICA

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 130 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2022 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2023, sin considerar las primas de las subastas. Cabe señalar que, 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 y de puesta en frío. El aumento de la retribución asignada a estos dos servicios se justifica porque la asignación de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga es función del volumen previsto y se prevé un aumento de estos servicios para el ejercicio 2023.

Cuadro 130. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y para el año de gas 2023

| Retribución de regasificación asignada por servicio (€) | Resolución 2022 (€) (A) | | | Resolución 2023 (€) (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 | 15.098.368 | 2.194.024 | 17.292.392 | 14.359.924 | 2.257.153 | 16.617.077 | -4,9% | 2,9% | -3,9% |
| Almacenamiento de GNL | 95.877.307 | 3.683.767 | 99.561.074 | 94.071.133 | 3.789.760 | 97.860.893 | -1,9% | 2,9% | -1,7% |
| Vaporización | 154.151.363 | 14.719.710 | 168.871.073 | 152.680.247 | 15.143.240 | 167.823.487 | -1,0% | 2,9% | -0,6% |
| Carga de GNL en cisternas | 15.288.661 | 1.272.534 | 16.561.195 | 12.985.002 | 1.309.149 | 14.294.151 | -15,1% | 2,9% | -13,7% |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 487.015 | 37.298 | 524.314 | 1.290.381 | 38.372 | 1.328.753 | 165,0% | 2,9% | 153,4% |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 31.724 | 30.716 | 62.441 | 27.629 | 31.600 | 59.229 | -12,9% | 2,9% | -5,1% |
| Puesta en frío de buques | 15.290 | 2.194 | 17.485 | 135.234 | 2.257 | 137.491 | 784,4% | 2,9% | 686,4% |
| Liquefacción Virtual | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | 280.949.728 | 21.940.245 | 302.889.973 | 275.549.551 | 22.571.531 | 298.121.082 | -1,9% | 2,9% | -1,6% |
| Otros Costes de regasificación | 107.834.539 | - | 107.834.539 | 82.405.589 | - | 82.405.589 | -24% | | -24% |
| Total regasificación | 388.784.267 | 21.940.245 | 410.724.512 | 357.955.140 | 22.571.531 | 380.526.671 | -7,9% | 2,9% | -7,4% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Por último, en el Cuadro 131 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de peajes de 2022 y el que resulta para el ejercicio 2023. En coherencia con la evolución de la retribución y la demanda, se registran reducción en todos los términos del peaje, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contratada.

Cuadro 131. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2022 y los resultantes para el año de gas 2023

| Peaje otros costes de regasificación | Resolución de peajes 2022 (A) | Resolución de peajes 2023 (B) | % variación (B) sobre (A) |
|--|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Retribución asignada (€) | 107.834.539 | 82.405.589 | -23,6% |
| Demanda nacional (MWh) | 350.520.934 | 403.684.524 | 15,2% |
| Demanda consumidores conectados a las redes locales | 337.295.440 | 391.078.722 | 15,9% |
| Demanda conectados PS único cliente y otros destinos | 13.225.494 | 12.605.802 | -4,7% |
| Nº suministros | 8.025.782 | 8.103.607 | 1,0% |
| Capacidad contratada (kWh/día) | 1.445.672.787 | 1.814.108.366 | 25,5% |
| Peaje otros costes de regasificación | | | |
| Término variable (€/kWh) | 0,000308 | 0,000204 | -33,6% |
| Término por cliente (€/año) | 12,93 | 9,851455 | -23,8% |
| Término por capacidad (€/kWh/día/año) | | | |
| RL.1 | 0,852271 | 0,551139 | -35,3% |
| RL.2 | 0,246837 | 0,162747 | -34,1% |
| RL.3 | 0,095711 | 0,064999 | -32,1% |
| RL.4 | 0,016650 | 0,011495 | -31,0% |
| RL.5 | 0,003486 | 0,002526 | -27,5% |
| RL.6 | 0,000908 | 0,000794 | -12,6% |
| RL.7 | 0,000256 | 0,000248 | -3,2% |
| RL.8 | 0,000096 | 0,000076 | -21,1% |
| RL.9 | 0,000035 | 0,000029 | -19,3% |
| RL.10 | 0,000013 | 0,000011 | -17,9% |
| RL.11 | 0,000002 | 0,000001 | -46,8% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

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

En el Cuadro 132 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, supuesto se mantienen las primas de las subastas de capacidad. Se observa que, como consecuencia de la menor actividad esperada para las plantas y el importe de las primas disponible en el momento de elaboración de la presente resolución, los peajes de la actividad de regasificación experimentan aumentos durante los primeros años del periodo regulatorio.

Cuadro 132. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones

1. Previsión de la retribución regasificación

| Retribución regasificación (€) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Retribución Inversión | 168.078.595 | 159.500.274 | 152.487.384 | 140.835.866 |
| Retribución O & M Fijo | 107.470.956 | 107.470.956 | 107.470.956 | 107.470.956 |
| Retribución O & M Variable | 22.571.531 | 22.940.245 | 23.440.245 | 23.940.245 |
| Retribución por Continuidad del suministro | 57.463.258 | 44.202.506 | 30.941.754 | 17.681.003 |
| Hibernación MUSEL | 24.942.331 | 24.942.331 | 24.942.331 | 24.942.331 |
| Total | 380.526.671 | 359.056.312 | 339.282.669 | 314.870.400 |

2. Retribución por Servicio

Retribución fija

| Retribución regasificación (€) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Descarga de GNL | 7.478.354 | 6.799.801 | 6.357.951 | 5.695.598 |
| Almacenamiento de GNL | 48.990.316 | 45.973.142 | 43.520.124 | 39.377.455 |
| Vaporización | 79.512.741 | 73.849.830 | 69.518.938 | 62.972.618 |
| Carga de GNL en sistemas | 6.762.323 | 7.480.862 | 7.691.757 | 7.436.665 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 672.004 | 736.618 | 742.158 | 704.056 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 14.388 | 14.704 | 14.408 | 13.381 |
| Puesta en frío de buques | 70.427 | 67.277 | 64.006 | 58.051 |
| Total | 143.500.554 | 134.922.233 | 127.909.342 | 116.257.825 |

Retribución variable

| Retribución regasificación (€) | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Descarga de GNL | 2.257.153 | 2.294.024 | 2.344.024 | 2.394.024 |
| Almacenamiento de GNL | 3.789.760 | 3.851.667 | 3.935.617 | 4.019.567 |
| Vaporización | 15.143.240 | 15.390.610 | 15.726.060 | 16.061.510 |
| Carga de GNL en sistemas | 1.309.149 | 1.330.534 | 1.359.534 | 1.388.534 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | 38.372 | 38.998 | 39.848 | 40.698 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | 31.600 | 32.116 | 32.816 | 33.516 |
| Puesta en frío de buques | 2.257 | 2.294 | 2.344 | 2.394 |
| Total variables | 22.571.531 | 22.940.245 | 23.440.245 | 23.940.245 |

3. Previsión de las variables de facturación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|----------------------------|----------------------|-------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Descarga de Buques | Nº de Buques | S | - | - | - | - |
| | | M | 26 | 21 | 19 | 18 |
| | | L | 209 | 166 | 151 | 142 |
| | | XL | 96 | 75 | 69 | 65 |
| | | XXL | - | - | - | - |
| | Volumen | S | - | - | - | - |
| | | M | 12.700.161 | 10.103.947 | 9.233.520 | 8.616.734 |
| | | L | 180.956.197 | 143.964.465 | 131.562.328 | 122.774.141 |
| | | XL | 93.266.063 | 74.200.271 | 67.808.125 | 63.278.633 |
| | | XXL | - | - | - | - |
| Almacenamiento de GNL | Capacidad contratada | MWh/día/mes | 19.674.242 | 15.313.838 | 13.843.529 | 12.803.153 |
| | Volumen | MWh | 4.618.871.951 | 3.595.190.896 | 3.250.010.099 | 3.005.763.762 |
| Regasificación | Capacidad contratada | MWh/día/mes | 951.830 | 740.875 | 669.743 | 619.410 |
| | Volumen | MWh | 265.419.402 | 206.594.473 | 186.758.963 | 172.723.563 |
| Carga en Cisternas | Capacidad contratada | MWh/día/mes | 72.584 | 74.926 | 76.961 | 78.632 |
| | Volumen | MWh | 15.514.473 | 16.014.972 | 16.450.065 | 16.807.189 |
| Trasvase de planta a buque | Nº de Buques | Buques | 54 | 54 | 54 | 54 |
| | Volumen | MWh | 19.742.413 | 19.742.413 | 19.742.413 | 19.742.413 |
| Trasvase de buque a buque | Nº de Buques | Buques | - | - | - | - |
| | Volumen | MWh | - | - | - | - |
| Puesta en frío | Nº de Buques | Buques | 9 | 9 | 9 | 9 |
| | Volumen | MWh | 176.898 | 176.898 | 176.898 | 176.898 |
| Licuefacción virtual | Capacidad contratada | MWh/día/mes | 52 | 65 | 65 | 66 |
| | Volumen | MWh | 8.870 | 10.201 | 11.119 | 11.230 |

4. Términos de facturación de los peajes de acceso a las plantas de regasificación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|----------------------------|----------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Descarga de Buques | S | €/Buque | 18.716 | 21.515 | 20.946 | 20.979 |
| | M | €/Buque | 18.716 | 21.515 | 20.946 | 20.979 |
| | L | €/Buque | 22.048 | 25.345 | 24.674 | 24.713 |
| | XL | €/Buque | 24.852 | 28.569 | 27.813 | 27.856 |
| | XXL | €/Buque | 37.047 | 42.587 | 41.459 | 41.525 |
| | TV | €/MWh | 0,008 | 0,010 | 0,011 | 0,012 |
| Almacenamiento de GNL | TF | €/(MWh/día) y año | 2,491 | 3,003 | 2,988 | 3,077 |
| | TV | €/MWh | 0,001 | 0,001 | 0,001 | 0,001 |
| Regasificación | TF | €/(MWh/día) y año | 83,56 | 99,71 | 98,65 | 101,70 |
| | TV | €/MWh | 0,057 | 0,075 | 0,080 | 0,093 |
| Carga en Cisternas | TF | €/(MWh/día) y año | 93,191 | 99,873 | 193,052 | 94,607 |
| | TV | €/MWh | 0,084 | 0,083 | 0,079 | 0,083 |
| Trasvase de planta a buque | TV | €/MWh | 0,036 | 0,039 | 0,038 | 0,038 |
| Trasvase de buque a buque | TV | €/MWh | 0,210 | 0,214 | 0,205 | 0,214 |
| Puesta en frío | TV | €/MWh | 0,411 | 0,393 | 0,356 | 0,342 |
| Licuefacción Virtual | TF | €/(MWh/día) y año | 5,497 | 6,691 | 6,713 | 7,157 |

5. Evolución de los términos de facturación de los peajes de regasificación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|----------------------------|----------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Descarga de Buques | S | €/Buque | -45,9% | 15,0% | -2,6% | 0,2% |
| | M | €/Buque | -45,9% | 15,0% | -2,6% | 0,2% |
| | L | €/Buque | -54,3% | 15,0% | -2,6% | 0,2% |
| | XL | €/Buque | -51,5% | 15,0% | -2,6% | 0,2% |
| | XXL | €/Buque | -54,5% | 15,0% | -2,6% | 0,2% |
| | TV | €/MWh | -20,0% | 25,0% | 10,0% | 9,1% |
| Almacenamiento de GNL | TF | €/(MWh/día) y año | -53,8% | 20,6% | -0,5% | 3,0% |
| | TV | €/MWh | 0,0% | 0,0% | 0,0% | 0,0% |
| Regasificación | TF | €/(MWh/día) y año | -52,9% | 19,3% | -1,1% | 3,1% |
| | TV | €/MWh | -19,7% | 31,6% | 6,7% | 16,3% |
| Carga en Cisternas | TF | €/(MWh/día) y año | -57,9% | 7,2% | 93,3% | -51,0% |
| | TV | €/MWh | -4,5% | -1,2% | -4,8% | 5,1% |
| Trasvase de planta a buque | TV | €/MWh | -75,0% | 8,3% | -2,6% | 0,0% |
| Trasvase de buque a buque | TV | €/MWh | -16,7% | 1,9% | -4,2% | 4,4% |
| Puesta en frío | TV | €/MWh | -44,2% | -4,4% | -9,4% | -3,9% |
| Licuefacción Virtual | TF | €/(MWh/día) y año | -52,6% | 21,7% | 0,3% | 6,6% |

6. Facturación media (€/MWh) de los peajes de regasificación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-----------------------------------|----------|--------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Descarga de GNL | S | €/MWh | | | | |
| | M | €/MWh | 0,046 | 0,055 | 0,054 | 0,056 |
| | L | €/MWh | 0,033 | 0,039 | 0,039 | 0,041 |
| | XL | €/MWh | 0,034 | 0,039 | 0,039 | 0,041 |
| | XXL | €/MWh | | | | |
| Almacenamiento de GNL | | €/MWh | 0,011 | 0,014 | 0,015 | 0,014 |
| Vaporización | | €/MWh | 0,357 | 0,432 | 0,456 | 0,458 |
| Carga de GNL en cisternas | | €/MWh | 0,520 | 0,550 | 0,550 | 0,525 |
| Trasvase de GNL de planta a buque | | €/MWh | 0,036 | 0,039 | 0,040 | 0,038 |
| Trasvase de GNL de buque a buque | | €/MWh | - | - | - | - |
| Puesta en frío de buques | | €/MWh | 0,411 | 0,393 | 0,375 | 0,342 |
| Licuefacción virtual | | €/MWh | | | | |
| Total (1) | | | 0,591 | 0,709 | 0,745 | 0,740 |

7. Evolución de la facturación media de los peajes de regasificación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|-----------------------------------|----------|--------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Descarga de GNL | S | €/MWh | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| | M | €/MWh | -43,4% | 18,1% | -1,1% | 3,2% |
| | L | €/MWh | -48,3% | 17,2% | 0,2% | 3,2% |
| | XL | €/MWh | -44,4% | 15,8% | 1,1% | 3,3% |
| | XXL | €/MWh | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| Almacenamiento de GNL | | €/MWh | -54,9% | 21,3% | 5,4% | -1,1% |
| Vaporización | | €/MWh | -44,8% | 21,1% | 5,7% | 0,2% |
| Carga de GNL en cisternas | | €/MWh | -42,4% | 5,8% | 0,0% | -4,6% |
| Trasvase de GNL de planta a buque | | €/MWh | -75,0% | 9,2% | 0,8% | -4,8% |
| Trasvase de GNL de buque a buque | | €/MWh | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. |
| Puesta en frío de buques | | €/MWh | n.a. | -4,3% | -4,6% | -8,9% |
| Licuefacción virtual | | €/MWh | n.a. | | | |
| Total | | | -45,1% | 20,0% | 5,0% | -0,7% |

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro 133. Evolución durante el periodo regulatorio de 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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Retribución por Continuidad del suministro | 57.463.258 | 44.202.506 | 30.941.754 | 17.681.003 |
| Hibernación MUSEL | 24.942.331 | 24.942.331 | 24.942.331 | 24.942.331 |
| Total | 82.405.589 | 69.144.837 | 55.884.085 | 42.623.333 |

2. Previsión de las variables de facturación

| Demanda | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|----------------|------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Consumidores nacionales conectados a la redes locales | | | 391.078.722.146 | 340.217.054.864 | 328.899.393.949 | 316.737.074.276 |
| RL.1 | Volumen | kWh | 11.485.911.349 | 11.553.917.008 | 11.607.692.474 | 11.658.483.198 |
| RL.2 | Volumen | kWh | 21.561.958.038 | 21.688.244.907 | 21.787.460.545 | 21.881.063.331 |
| RL.3 | Volumen | kWh | 7.333.059.678 | 7.376.633.311 | 7.411.093.592 | 7.443.652.573 |
| RL.4 | Volumen | kWh | 7.550.349.087 | 7.693.215.063 | 7.817.464.915 | 7.886.674.654 |
| RL.5 | Volumen | kWh | 13.679.539.634 | 13.935.279.262 | 14.150.511.780 | 14.270.253.685 |
| RL.6 | Volumen | kWh | 6.018.890.338 | 6.174.742.049 | 6.262.226.991 | 6.327.942.426 |
| RL.7 | Volumen | kWh | 9.264.687.042 | 9.522.070.226 | 9.640.072.572 | 9.742.436.528 |
| RL.8 | Volumen | kWh | 19.106.911.027 | 19.707.249.252 | 19.939.374.794 | 20.167.553.047 |
| RL.9 | Volumen | kWh | 27.972.681.744 | 28.915.097.815 | 29.232.253.099 | 29.652.739.442 |
| RL.10 | Volumen | kWh | 49.827.109.603 | 50.985.066.157 | 51.385.436.559 | 51.741.791.404 |
| RL.11 | Volumen | kWh | 217.277.624.607 | 162.665.539.815 | 149.665.806.628 | 135.964.483.990 |
| Consumidores conectados PS uniclente | Volumen | kWh | 12.605.801.942 | 12.896.026.026 | 13.124.101.708 | 13.343.761.794 |
| Total Demanda | | | 403.684.524.089 | 353.113.080.890 | 342.023.495.657 | 330.080.836.070 |

| Número suministros | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--------------------------|-------------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| RL.1 | Suministros | Número | 4.701.485 | 4.729.106 | 4.754.034 | 4.778.413 |
| RL.2 | Suministros | Número | 2.921.366 | 2.938.095 | 2.953.119 | 2.967.796 |
| RL.3 | Suministros | Número | 396.986 | 399.318 | 401.421 | 403.478 |
| RL.4 | Suministros | Número | 57.944 | 59.940 | 61.107 | 62.245 |
| RL.5 | Suministros | Número | 21.011 | 21.741 | 22.175 | 22.598 |
| RL.6 | Suministros | Número | 2.325 | 2.430 | 2.504 | 2.576 |
| RL.7 | Suministros | Número | 1.175 | 1.236 | 1.282 | 1.326 |
| RL.8 | Suministros | Número | 709 | 750 | 781 | 811 |
| RL.9 | Suministros | Número | 311 | 330 | 345 | 360 |
| RL.10 | Suministros | Número | 190 | 201 | 209 | 216 |
| RL.11 | Suministros | Número | 103 | 105 | 107 | 108 |
| Total Suministros | | | 8.103.607 | 8.153.252 | 8.197.085 | 8.239.927 |

| Capacidad equivalente | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|----------------------------|------------------|----------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| RL.1 | Capacidad | kWh/día | 84.037.789 | 84.537.396 | 84.930.035 | 85.301.064 |
| RL.2 | Capacidad | kWh/día | 176.836.578 | 177.872.705 | 178.686.428 | 179.454.143 |
| RL.3 | Capacidad | kWh/día | 60.168.511 | 60.526.006 | 60.808.730 | 61.075.916 |
| RL.4 | Capacidad | kWh/día | 49.658.629 | 50.512.533 | 51.296.928 | 51.720.273 |
| RL.5 | Capacidad | kWh/día | 81.935.198 | 83.427.736 | 84.708.057 | 85.406.191 |
| RL.6 | Capacidad | kWh/día | 28.860.106 | 29.554.778 | 29.984.049 | 30.282.766 |
| RL.7 | Capacidad | kWh/día | 46.722.330 | 48.059.460 | 48.649.394 | 49.176.627 |
| RL.8 | Capacidad | kWh/día | 92.177.550 | 95.102.829 | 96.217.308 | 97.325.786 |
| RL.9 | Capacidad | kWh/día | 107.464.257 | 111.074.394 | 112.296.178 | 113.601.421 |
| RL.10 | Capacidad | kWh/día | 175.717.459 | 179.380.660 | 180.688.502 | 181.809.009 |
| RL.11 | Capacidad | kWh/día | 910.529.959 | 657.145.377 | 599.339.586 | 544.421.168 |
| Total capacidad equ | Capacidad | kWh/día | 1.814.108.366 | 1.577.193.875 | 1.527.605.196 | 1.479.574.366 |

3. Términos de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

| Servicio | Variable | Unidad | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|---------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación | TV | €/ kWh | 0,000204 | 0,000196 | 0,000163 | 0,000129 |
| | TF cliente | (€/año) | 9,85 | 8,17 | 6,56 | 4,96 |
| | TF capacidad RL. 1 | €/ (kWh/día) y año | 0,551139 | 0,457090 | 0,366975 | 0,278056 |
| | TF capacidad RL. 2 | €/ (kWh/día) y año | 0,162747 | 0,134967 | 0,108349 | 0,082089 |
| | TF capacidad RL. 3 | €/ (kWh/día) y año | 0,064999 | 0,053907 | 0,043278 | 0,032791 |
| | TF capacidad RL. 4 | €/ (kWh/día) y año | 0,011495 | 0,009696 | 0,007810 | 0,005974 |
| | TF capacidad RL. 5 | €/ (kWh/día) y año | 0,002526 | 0,002129 | 0,001716 | 0,001313 |
| | TF capacidad RL. 6 | €/ (kWh/día) y año | 0,000794 | 0,000672 | 0,000548 | 0,000422 |
| | TF capacidad RL. 7 | €/ (kWh/día) y año | 0,000248 | 0,000210 | 0,000173 | 0,000134 |
| | TF capacidad RL. 8 | €/ (kWh/día) y año | 0,000076 | 0,000064 | 0,000053 | 0,000041 |
| | TF capacidad RL. 9 | €/ (kWh/día) y año | 0,000029 | 0,000024 | 0,000020 | 0,000016 |
| | TF capacidad RL. 10 | €/ (kWh/día) y año | 0,000011 | 0,000009 | 0,000008 | 0,000006 |
| TF capacidad RL. 11 | €/ (kWh/día) y año | 0,000001 | 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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|---------------------|--------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación | TV | €/ kWh | -33,7% | -4,1% | -16,6% | -21,0% |
| | TF cliente | (€/año) | -23,8% | -17,1% | -19,8% | -24,3% |
| | TF capacidad RL. 1 | €/ (kWh/día) y año | -35,3% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | TF capacidad RL. 2 | €/ (kWh/día) y año | -34,1% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | TF capacidad RL. 3 | €/ (kWh/día) y año | -32,1% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | TF capacidad RL. 4 | €/ (kWh/día) y año | -31,0% | -15,7% | -19,5% | -23,5% |
| | TF capacidad RL. 5 | €/ (kWh/día) y año | -27,5% | -15,7% | -19,4% | -23,5% |
| | TF capacidad RL. 6 | €/ (kWh/día) y año | -12,6% | -15,3% | -18,5% | -22,9% |
| | TF capacidad RL. 7 | €/ (kWh/día) y año | -3,3% | -15,2% | -17,8% | -22,5% |
| | TF capacidad RL. 8 | €/ (kWh/día) y año | -21,0% | -15,0% | -17,4% | -22,3% |
| | TF capacidad RL. 9 | €/ (kWh/día) y año | -18,4% | -15,0% | -17,1% | -21,9% |
| | TF capacidad RL. 10 | €/ (kWh/día) y año | -17,9% | -14,3% | -17,0% | -22,3% |
| TF capacidad RL. 11 | €/ (kWh/día) y año | -44,0% | 17,0% | -10,8% | -15,6% | |

5. Facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)

| Facturación (€) | | Variable facturación | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|-------|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Consumidores conectados PS unilicente | | kWh | 2.573.268 | 2.525.235 | 2.144.380 | 1.723.080 |
| Consumidores nacionales conectados a la redes locales | RL.1 | Suministro | 46.316.468 | 38.641.163 | 31.167.225 | 23.718.451 |
| | RL.2 | Suministro | 28.779.708 | 24.006.953 | 19.360.511 | 14.731.150 |
| | RL.3 | Suministro | 3.910.895 | 3.262.797 | 2.631.698 | 2.002.729 |
| | RL.4 | Suministro | 570.834 | 489.767 | 400.614 | 308.963 |
| | RL.5 | Suministro | 206.989 | 177.642 | 145.380 | 112.171 |
| | RL.6 | Capacidad | 22.904 | 19.859 | 16.419 | 12.785 |
| | RL.7 | Capacidad | 11.572 | 10.098 | 8.404 | 6.581 |
| | RL.8 | Capacidad | 6.988 | 6.126 | 5.122 | 4.028 |
| | RL.9 | Capacidad | 3.068 | 2.695 | 2.259 | 1.786 |
| | RL.10 | Capacidad | 1.876 | 1.641 | 1.371 | 1.073 |
| | RL.11 | Capacidad | 1.020 | 861 | 700 | 537 |
| Total | | | 82.405.589 | 69.144.837 | 55.884.085 | 42.623.333 |

6. Facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación (€)

| Facturación media (€/kWh) | | Oct 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|--|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Consumidores conectados PS unilicente | | 0,000204 | 0,000196 | 0,000163 | 0,000129 |
| Consumidores nacionales conectados a la redes locales | RL.1 | 0,004032 | 0,003344 | 0,002685 | 0,002034 |
| | RL.2 | 0,001335 | 0,001107 | 0,000889 | 0,000673 |
| | RL.3 | 0,000533 | 0,000442 | 0,000355 | 0,000269 |
| | RL.4 | 0,000076 | 0,000064 | 0,000051 | 0,000039 |
| | RL.5 | 0,000015 | 0,000013 | 0,000010 | 0,000008 |
| | RL.6 | 0,000004 | 0,000003 | 0,000003 | 0,000002 |
| | RL.7 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 | 0,000001 |
| | RL.8 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | RL.9 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | RL.10 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 | 0,000000 |
| | RL.11 | 0,000000 | 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 22 - Sep 23 | Oct 23 - Sep 24 | Oct 24 - Sep 25 | Oct 25 - Sep 26 |
|---|-------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Consumidores conectados PS unilicente | | -33,7% | -4,1% | -16,6% | -21,0% |
| Consumidores nacionales conectados a la redes locales | RL.1 | -25,8% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | RL.2 | -24,9% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | RL.3 | -22,7% | -17,1% | -19,7% | -24,2% |
| | RL.4 | -22,3% | -15,8% | -19,5% | -23,6% |
| | RL.5 | -25,3% | -15,8% | -19,4% | -23,5% |
| | RL.6 | -22,3% | -15,5% | -18,5% | -22,9% |
| | RL.7 | -13,9% | -15,1% | -17,8% | -22,5% |
| | RL.8 | -21,1% | -15,0% | -17,4% | -22,3% |
| | RL.9 | -22,8% | -15,0% | -17,1% | -22,1% |
| | RL.10 | -16,0% | -14,5% | -17,1% | -22,3% |
| | RL.11 | -34,0% | 12,8% | -11,6% | -15,6% |

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 133 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.

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 2023. 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:

- a) 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 cartera²⁹.
- 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 134 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2023 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Resolución de precios del año de gas

²⁹ 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.

2022 y los que resultan para 2023 (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 -2,7% y un -27,1%, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes transitorios RLTA.5 para los que resulta un incremento del 8,6%.

Cabe señalar que la facturación media de los consumidores de mayor tamaño experimenta mayores reducciones por dos motivos: 1) para estos usuarios los peajes de regasificación y entrada a la red de transporte, que son los que experimentan mayores reducciones, tienen mayor peso que para el resto de los consumidores y 2) también los peajes de redes locales se reducen en mayor medida debido a que tanto el volumen como la capacidad de los consumidores conectados a más de 60 bar es la que más se incrementa respecto del ejercicio anterior.

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 y RLPS.5 (véase Cuadro 135).

Cuadro 134. Facturación de los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023

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 | 4.585.125 | 57,8% | 11.237.401 | 2,9% | 82.355 | 4,6% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 2.877.590 | 36,3% | 21.232.828 | 5,4% | 174.145 | 9,6% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 387.460 | 4,9% | 7.165.537 | 1,8% | 58.799 | 3,3% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 56.796 | 0,7% | 7.397.248 | 1,9% | 48.939 | 2,7% |
| RLTA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 768 | 0,0% | 666.480 | 0,2% | 2.920 | 0,2% |
| RLTB.5 | | 19.974 | 0,3% | 12.860.919 | 3,3% | 78.301 | 4,3% |
| RLTA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 883 | 0,0% | 2.652.706 | 0,7% | 9.735 | 0,5% |
| RLTB.6 | | 1.397 | 0,0% | 3.279.153 | 0,8% | 18.717 | 1,0% |
| RLTA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 731 | 0,0% | 6.182.472 | 1,6% | 33.173 | 1,8% |
| RLTB.7 | | 425 | 0,0% | 3.007.419 | 0,8% | 13.137 | 0,7% |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 704 | 0,0% | 18.955.166 | 4,9% | 91.538 | 5,1% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 311 | 0,0% | 27.972.682 | 7,2% | 107.464 | 6,0% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 190 | 0,0% | 49.827.110 | 12,8% | 175.717 | 9,7% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 103 | 0,0% | 217.277.625 | 55,8% | 910.530 | 50,4% |
| Total | | 7.932.457 | 100,0% | 389.714.744 | 100,0% | 1.805.470 | 100,0% |

2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2022 (€/MWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Regasificación | Entrada Transporte | Salida Transporte | Redes Locales | Otros Costes de Regasificación | Total |
|--------------|-------------------------------|----------------|--------------------|-------------------|---------------|--------------------------------|--------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | 0,896 | 0,586 | 1,283 | 27,895 | 5,275 | 35,936 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,969 | 0,655 | 1,470 | 22,604 | 1,752 | 27,450 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,969 | 0,655 | 1,514 | 20,168 | 0,699 | 24,005 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,837 | 0,531 | 1,239 | 15,903 | 0,099 | 18,610 |
| RLTA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,653 | 0,357 | 0,893 | 6,246 | 0,015 | 8,163 |
| RLTB.5 | | 0,794 | 0,490 | 1,198 | 12,467 | 0,020 | 14,969 |
| RLTA.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,594 | 0,301 | 0,990 | 4,453 | 0,004 | 6,343 |
| RLTB.6 | | 0,762 | 0,460 | 1,262 | 9,694 | 0,006 | 12,184 |
| RLTA.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,734 | 0,433 | 1,115 | 2,974 | 0,001 | 5,258 |
| RLTB.7 | | 0,652 | 0,356 | 0,911 | 4,220 | 0,001 | 6,139 |
| RL.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,690 | 0,392 | 1,005 | 2,552 | 0,000 | 4,639 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 0,608 | 0,315 | 0,803 | 1,205 | 0,000 | 2,931 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0,582 | 0,290 | 0,739 | 0,977 | 0,000 | 2,587 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0,637 | 0,342 | 0,875 | 0,762 | 0,000 | 2,615 |
| Total | | 0,673 | 0,376 | 0,940 | 4,082 | 0,263 | 6,335 |

3. Facturación a peajes resultantes para el 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 | 0,509 | 0,535 | 1,078 | 26,643 | 4,020 | 32,785 |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,547 | 0,593 | 1,200 | 21,887 | 1,335 | 25,562 |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,547 | 0,593 | 1,201 | 19,817 | 0,533 | 22,691 |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,477 | 0,488 | 0,979 | 15,379 | 0,076 | 17,398 |
| RLTA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,379 | 0,340 | 0,685 | 7,450 | 0,011 | 8,864 |
| RLTB.5 | | 0,454 | 0,453 | 0,904 | 12,467 | 0,015 | 14,293 |
| RLTA.6 | | 0,348 | 0,293 | 0,635 | 4,891 | 0,003 | 6,170 |
| RLTB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,437 | 0,428 | 0,797 | 8,678 | 0,004 | 10,344 |
| RLTA.7 | | 0,422 | 0,405 | 0,804 | 3,207 | 0,001 | 4,839 |
| RLTB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,378 | 0,339 | 0,665 | 3,951 | 0,001 | 5,334 |
| RL.8 | | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,399 | 0,369 | 0,729 | 2,498 | 0,000 |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | 0,355 | 0,304 | 0,591 | 1,048 | 0,000 | 2,298 |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | 0,341 | 0,283 | 0,547 | 0,863 | 0,000 | 2,035 |
| RL.11 | C > 500.000.000 | 0,370 | 0,327 | 0,640 | 0,568 | 0,000 | 1,906 |
| Total | | 0,39 | 0,36 | 0,702 | 3,85 | 0,20 | 5,501 |

4. % variación facturación a peajes año de gas 2023 sobre los del año de gas 2022

| Peaje | Tamaño (kWh) | Regasificación | Entrada Transporte | Salida Transporte | Redes Locales | Otros Costes de Regasificación | Total |
|--------------|-------------------------------|-----------------------------|--------------------|-------------------|---------------|--------------------------------|---------------|
| RL.1 | C ≤ 5.000 | -43,3% | -8,8% | -16,0% | -4,5% | -23,8% | -8,8% |
| RL.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -43,5% | -9,4% | -18,4% | -3,2% | -23,8% | -6,9% |
| RL.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -43,5% | -9,4% | -20,7% | -1,7% | -23,8% | -5,5% |
| RL.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -43,0% | -8,1% | -21,0% | -3,3% | -23,8% | -6,5% |
| RLTA.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -41,9% | -4,7% | -23,3% | 19,3% | -23,8% | 8,6% |
| RLTB.5 | | -42,8% | -7,5% | -24,5% | 0,0% | -23,8% | -4,5% |
| RLTA.6 | | -41,5% | -2,9% | -35,9% | 9,8% | -23,8% | -2,7% |
| RLTB.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -42,6% | -7,0% | -36,9% | -10,5% | -23,8% | -15,1% |
| RLTA.7 | | -42,5% | -6,6% | -27,9% | 7,8% | -3,3% | -8,0% |
| RLTB.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -41,9% | -4,7% | -27,0% | -6,4% | -3,3% | -13,1% |
| RL.8 | | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | -42,2% | -5,7% | -27,5% | -2,1% | -21,0% |
| RL.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | -41,6% | -3,4% | -26,4% | -13,1% | -18,4% | -21,6% |
| RL.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | -41,4% | -2,4% | -25,9% | -11,6% | -17,9% | -21,4% |
| RL.11 | C > 500.000.000 | -41,8% | -4,3% | -26,8% | -25,4% | -44,0% | -27,1% |
| Total | | -42,1% | -5,3% | -25,4% | -5,6% | -23,8% | -13,2% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 y CNMC

Cuadro 135. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 27 de mayo de 2021 y a los peajes que resultan para el año de gas 2023

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 | 116.360 | 68,0% | 248.511 | 18,2% | 1.682 | 19,5% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 43.777 | 25,6% | 329.131 | 24,1% | 2.691 | 31,2% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 9.527 | 5,6% | 167.523 | 12,3% | 1.370 | 15,9% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 1.148 | 0,7% | 153.101 | 11,2% | 720 | 8,3% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 269 | 0,2% | 152.140 | 11,2% | 715 | 8,3% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 45 | 0,0% | 87.031 | 6,4% | 409 | 4,7% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 18 | 0,0% | 74.796 | 5,5% | 412 | 4,8% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 5 | 0,0% | 151.746 | 11,1% | 640 | 7,4% |
| 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% |
| Total | | 171.150 | 100,0% | 1.363.978 | 100,0% | 8.638 | 100,0% |

2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2021-2022 (€/MWh)

| Peaje | Tamaño (kWh) | Regasificación | Entrada Transporte | Salida Transporte | Redes Locales | Otros Costes de Regasificación | Total |
|--------------|-------------------------------|----------------|--------------------|-------------------|---------------|--------------------------------|---------------|
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | 0,295 | - | - | 20,255 | 6,054 | 26,604 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,304 | - | - | 16,996 | 1,720 | 19,019 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,304 | - | - | 15,169 | 0,735 | 16,208 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,283 | - | - | 12,844 | 0,097 | 13,223 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,283 | - | - | 10,602 | 0,023 | 10,908 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,283 | - | - | 8,870 | 0,007 | 9,160 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,288 | - | - | 3,822 | 0,001 | 4,111 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,280 | - | - | 1,524 | 0,000 | 1,804 |
| RLPS.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| RLPS.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| RLPS.11 | C > 500.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| Total | | 0,293 | - | - | 13,224 | 1,622 | 15,139 |

3. Facturación a peajes resultantes para el 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 | 0,169 | - | - | 21,349 | 4,613 | 26,130 |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | 0,171 | - | - | 17,482 | 1,310 | 18,964 |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | 0,171 | - | - | 15,828 | 0,560 | 16,559 |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | 0,164 | - | - | 12,938 | 0,074 | 13,176 |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | 0,164 | - | - | 11,019 | 0,017 | 11,200 |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | 0,164 | - | - | 8,870 | 0,005 | 9,040 |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | 0,166 | - | - | 3,864 | 0,001 | 4,031 |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | 0,163 | - | - | 1,622 | 0,000 | 1,785 |
| RLPS.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| RLPS.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| RLPS.11 | C > 500.000.000 | - | - | - | - | - | - |
| Total | | 0,17 | - | - | 13,69 | 1,24 | 15,095 |

4. % variación facturación a peajes año de gas 2023 sobre los del año de gas 2022

| Peaje | Tamaño (kWh) | Regasificación | Entrada Transporte | Salida Transporte | Redes Locales | Otros Costes de Regasificación | Total |
|--------------|-------------------------------|----------------|--------------------|-------------------|---------------|--------------------------------|--------------|
| RLPS.1 | C ≤ 5.000 | -42,9% | | | 5,4% | -23,8% | -1,8% |
| RLPS.2 | 5.000 < C ≤ 15.000 | -43,6% | | | 2,9% | -23,8% | -0,3% |
| RLPS.3 | 15.000 < C ≤ 50.000 | -43,6% | | | 4,3% | -23,8% | 2,2% |
| RLPS.4 | 50.000 < C ≤ 300.000 | -41,9% | | | 0,7% | -23,8% | -0,4% |
| RLPS.5 | 300.000 < C ≤ 1.500.000 | -41,9% | | | 3,9% | -23,8% | 2,7% |
| RLPS.6 | 1.500.000 < C ≤ 5.000.000 | -41,9% | | | 0,0% | -23,8% | -1,3% |
| RLPS.7 | 5.000.000 < C ≤ 15.000.000 | -42,3% | | | 1,1% | -3,3% | -1,9% |
| RLPS.8 | 15.000.000 < C ≤ 50.000.000 | -41,7% | | | 6,4% | -21,0% | -1,1% |
| RLPS.9 | 50.000.000 < C ≤ 150.000.000 | | | | | | |
| RLPS.10 | 150.000.000 < C ≤ 500.000.000 | | | | | | |
| RLPS.11 | C > 500.000.000 | | | | | | |
| Total | | -42,7% | | | 3,5% | -23,8% | -0,3% |

Fuente: Resolución de 27 de mayo de 2021 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 28 de marzo se recibió en la CNMC la propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión y capacidad para ser contratada en régimen de interrumpibilidad para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2022 y el 30 de septiembre de 2023. En particular, el GTS propone un total de 5 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 Sansoáin-Lumbier.

PÚBLICA

Se indica que la propuesta del GTS se corresponde con gasoductos declarados como saturados por los agentes, sin que en dicha solicitud se aporte información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos que permita valorar adecuadamente la propuesta del GTS.

Teniendo en cuenta lo anterior, así como que la propuesta del GTS para el año de gas 2023 se corresponde con las zonas propuestas en los seis últimos ejercicios, sin que se hayan producido interrupciones, que para el año de gas 2022 no se ha ofrecido capacidad interrumpible en dichas zonas y que la demanda prevista para el ejercicio es inferior a la registrada en el año 2018 en el caso del gasoducto Serinyá-Figueres y 2019 en el caso de la Red de Pamplona, no se considera necesario ofrecer capacidad interrumpible en los gasoductos propuestos por el GTS para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2022 y el 30 de septiembre de 2023.

11.2. Procedimiento de reubicación y refacturación aplicables a los consumidores acogidos al peaje de salida de red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos de gas natural de acceso público.

La disposición adicional cuarta.1 de la Circular 6/2020 establece que los puntos de suministro para recarga de vehículos de gas natural de acceso público podrán solicitar la aplicación del peaje RL.7, independientemente del que les fuera aplicable, si acreditan que:

- a) el punto de suministro es de utilización exclusiva para la recarga de vehículos a gas natural
- b) el punto de suministro es de acceso público
- c) el punto de suministro dispone de equipo de telemedida operativo

Adicionalmente, el punto segundo establece que el peaje RL.7 será aplicable hasta que en el punto de suministro el volumen de consumo anual supere los 5 GWh, mientras que el punto cuarto establece que, a los efectos de facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el consumo medio registrado durante el periodo de facturación. En consecuencia, lo óptimo para los consumidores que se acojan a este peaje es contratar como capacidad, en lugar del caudal máximo previsto, el consumo medio previsto.

Por otra parte, el artículo 25.1.b) de la Circular 6/2020, establece que al iniciar un nuevo año de gas, el responsable de facturación procederá a comprobar la correcta ubicación y en su caso a la reubicación de todos los suministros, mientras que el punto segundo de dicho artículo establece que si se produce una

reubicación del punto de suministro, el responsable de la facturación procederá a facturar el nuevo peaje de salida de la red de transporte, redes locales, y otros costes de regasificación teniendo en cuenta el grupo tarifario que le hubiera correspondido considerando su consumo real.

Por tanto, a un punto de suministro para la recarga de vehículos de gas natural de acceso público que por primera vez superara los 5 GWh/año, se le debe refacturar al peaje que le correspondiera (esto es, RL.8 a RL.11) en aplicación de lo establecido en el citado artículo 25.

Teniendo en cuenta que la capacidad contratada por el punto de suministro se corresponde con el consumo medio previsto, que es la primera vez que se supera el umbral de 5 GWh/año y que a partir de este momento le es de aplicación la facturación por el caudal contratado, se hace necesario establecer en este caso una disposición con objeto de no penalizar en exceso por el proceso de reubicación automática previsto en el artículo 25.

En consecuencia, se incluye en la resolución un resuelve con el siguiente tenor:

Cuando a un punto de suministro inicialmente acogido al peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos gasistas, le dejará de ser aplicable el mismo al haber superado durante el año de gas el límite de consumo establecido en el punto segundo de la disposición adicional cuarta, en aplicación del procedimiento de reubicación y refacturación establecido en el artículo 25.2 de la Circular 6/2020, a efectos de la facturación del exceso de capacidad de los peajes de transporte y redes locales, el caudal máximo demandado se corresponderá con el consumo medio diario registrado durante el periodo de facturación.

11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 27 de mayo de 2021

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 incluidas en la Resolución de 27 mayo de 2021:

- 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 teled medida al en el caso de reubicación le ubique en un peaje con obligación de disponer de teled medida.
- Resuelve sexto relativo a la acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural