



CNMC

**COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA**

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

RAP/DE/010/22

www.cnmc.es

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

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. OBJETO	5
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	17
3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	19
4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN.....	19
4.1. Consideraciones previas.....	20
4.1.1. Sobre la información disponible para confeccionar las previsiones.....	20
4.1.2. Sobre el impacto de las medidas de flexibilidad en la contratación	21
4.1.3. Sobre la prórroga del mecanismo ibérico.....	22
4.1.4. Sobre la penetración de las renovables	22
4.1.5. Sobre la recuperación de la demanda industrial	23
4.1.6. Sobre el funcionamiento del parque nuclear francés	26
4.1.7. Sobre el impacto de la guerra de Ucrania	27
4.2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2023.....	27
4.3. Previsión de las variables de facturación para el año de gas 2024.....	30
5. RETRIBUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE TRANSPORTE, DISTRIBUCIÓN Y REGASIFICACIÓN CONSIDERADA EN LA DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES	33
6. DESVÍOS DE RETRIBUCIÓN E INGRESOS DE EJERCICIOS ANTERIORES	34
6.1. Año de gas 2022.....	35
6.2. Previsión de cierre del año de gas 2023.....	44
6.3. Tratamiento de los desvíos de años anteriores.....	50

7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE.....	54
7.1. Parámetros de la metodología	54
7.1.1. Modelo de red de transporte	54
7.1.2. Puntos de entrada a la red de transporte	55
7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte.....	55
7.1.4. Distancia mínima entre cada punto de entrada y cada punto de salida	55
7.1.5. Capacidades contratadas equivalentes y volumen desagregados por punto de entrada y salida de la red de transporte	56
7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte	58
7.3. Determinación de los términos de capacidad de las tarifas de transporte basadas en capacidad.....	61
7.3.1. Términos de capacidad del peaje de entrada a la red troncal	61
7.3.2. Términos de capacidad del peaje de salida de la red troncal	65
7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen.....	68
7.5. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año	69
7.6. Interrumpibilidad.....	73
7.6.1. Peaje interrumpible de entrada a la red de transporte por Francia.....	74
7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte.....	76
7.7. Valoración de la metodología de asignación	78
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	78
7.7.2. Valoración de la asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida.....	78
7.7.3. Valoración de la asignación de costes entre usuarios nacionales y no nacionales.....	79
7.8. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior	83
7.9. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio	88
8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES	96
8.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de acceso a las redes locales	96
8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación.....	97
8.3. Asignación de la retribución de la distribución por inductor de coste	98

8.4. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior	123
8.5. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio	130
9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN	137
9.1. Retribución que se debe recuperar a través de los peajes de regasificación.....	137
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	139
9.3. Asignación de la retribución fija de cada uno de los elementos a cada uno de los servicios prestados en la planta	144
9.3.1. Asignación de la retribución fija asignada por elemento retributivo	144
9.3.2. Asignación de la retribución de un elemento que interviene en la prestación de varios servicios.....	146
9.4. Asignación por servicio de la retribución de regasificación asociada a los costes operativos de naturaleza variable.....	153
9.5. Determinación de los peajes y cánones asociados a cada uno de los servicios prestados en la planta	154
9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual	154
9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año	167
9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación.....	169
9.6. Análisis de la variación de los peajes respecto del año anterior	172
9.7. Evolución prevista de los peajes hasta el final del periodo regulatorio	177
10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL.....	183
11. OTRAS DISPOSICIONES	188
11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales.....	188
11.2. Refacturación de puntos de suministros que a los que tras la reubicación no les es de aplicación la obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado.....	191
11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 19 de mayo de 2022	193

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro 1. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023.....	28
Cuadro 2. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 desagregada por grupo tarifario.....	28
Cuadro 3. Variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre de año de gas 2023	29
Cuadro 4. Volumen y capacidad contratada equivalente de entrada al sistema previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de entrada	29
Cuadro 5. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 desagregada por punto de salida	30
Cuadro 6. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024	31
Cuadro 7. Previsión de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024, desagregado por grupo tarifario.....	31
Cuadro 8. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre del año de gas 2023 y 2024	32
Cuadro 9. Volumen y capacidad contratada de entrada al sistema previstos para cierre del año de gas 2023 y 2024 desagregado por punto de entrada	32
Cuadro 10. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2023 y 2024, desagregado por punto de salida.....	33
Cuadro 11. Previsión inicial de la demanda nacional, número de clientes y capacidad para el año de gas 2022 y el registrado en la Liquidación 14/2022	35
Cuadro 12. Previsión del volumen y de la capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte para el año de gas	

2022 y volumen y capacidad contratada equivalente registrados en la Liquidación 14/2022, desagregado por punto de salida	36
Cuadro 13. Previsión inicial del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2022 y volumen y capacidad registrados en la Liquidación 14/2022, desagregados por punto de entrada	37
Cuadro 14. Previsión inicial de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2022 y variables registradas en la Liquidación 14/2022.....	37
Cuadro 15. Previsión inicial los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 e ingresos registrados en la Liquidación 14/2022	38
Cuadro 16. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022.....	39
Cuadro 17. Desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024	40
Cuadro 18. Previsión inicial de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2022 y retribución registrada en la Liquidación 14/2022, incluyendo los desvíos de ejercicios anteriores incluidos en la Propuesta Resolución de retribución 2024	41
Cuadro 19. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales registrados en la Liquidación 14/2022, considerando los desvíos de retribución del ejercicio 2022 y anteriores incorporados en la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2024....	42
Cuadro 20. Desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales del ejercicio 2022 pendientes de considerar en la determinación de peajes de ejercicios posteriores	43
Cuadro 21. Previsión inicial y de cierre de la demanda nacional, número de clientes y capacidad contratada para el año de gas 2023	45

Cuadro 22. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de salida de la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de salida	46
Cuadro 23. Previsión inicial y de cierre del volumen y de la capacidad contratada de entrada a la red de transporte para el año de gas 2023, desagregada por punto de entrada	47
Cuadro 24. Previsión inicial y de cierre de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el año de gas 2023	47
Cuadro 25. Previsión inicial y de cierre de los ingresos de peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 ...	48
Cuadro 26. Previsión inicial y de cierre de la retribución de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023 ...	49
Cuadro 27. Estimación de los desvíos en la retribución e ingresos de los peajes de regasificación, transporte y redes locales para el año de gas 2023.....	50
Cuadro 28. Desvíos de los ejercicios 2022 y 2023 susceptibles de ser incorporados en la determinación de los peajes del ejercicio 2024 ...	51
Cuadro 29. Variación de la retribución de peajes 2024 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2023 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores.....	52
Cuadro 30. Variación de la retribución de peajes 2025 sobre la retribución implícita en los peajes del ejercicio 2024 en caso de incorporar los desvíos de ejercicios anteriores.....	52
Cuadro 31. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de entrada a la red de transporte	57
Cuadro 32. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos para año de gas 2024 desagregado por punto de salida de la red de transporte	58
Cuadro 33. Retribución de la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024	60
Cuadro 34. Retribución asociada a la red de transporte troncal prevista para el año de gas 2024 que debe recuperarse mediante los términos fijos y variables de los puntos de entrada y salida de la red de transporte.....	61

Cuadro 35. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.	62
Cuadro 36. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad para cada agrupación de puntos de entrada a la red de transporte.....	64
Cuadro 37. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de entrada a la red de transporte tras los ajustes previstos en los artículos 6 y 9 del Reglamento 2017/460.....	65
Cuadro 38. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico.	66
Cuadro 39. Términos de capacidad de los peajes de salida a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por agrupación de puntos	67
Cuadro 40. Términos de capacidad de los peajes de salida de la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto de salida de la red de transporte una vez aplicados los ajustes previstos en el artículo 12 de la Circular 6/2020	67
Cuadro 41. Obtención del término fijo por cliente del peaje de salida de la red de transporte troncal. Año de gas 2024	68
Cuadro 42. Término variable de transporte.	69
Cuadro 43. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas de la red de transporte	69
Cuadro 44. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte excepto salidas a redes locales.....	70
Cuadro 45. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año en los puntos de salidas de la red de transporte hacia redes locales	71
Cuadro 46. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las entradas y salidas no nacionales	

de la red de transporte. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023	73
Cuadro 47. Multiplicadores aplicables a los contratos de duración inferior a un año aplicables a las salidas de la red de transporte hacia salidas a redes locales. Resolución de peajes de 2024 vs Resolución de peajes 2023	73
Cuadro 48. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la entrada a la red de transporte desde Francia.....	74
Cuadro 49. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de entrada desde Francia.....	75
Cuadro 50. Capacidad contratada interrumpible e interrumpida en la salida de la red de transporte hacia Francia	76
Cuadro 51. Parámetros considerados en el cálculo de la probabilidad de interrupción de salida hacia Francia.....	77
Cuadro 52. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a un término por capacidad y un término por volumen	78
Cuadro 53. Asignación de costes asociados al servicio de transporte a la entrada y a la salida	79
Cuadro 54. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales antes de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460	81
Cuadro 55. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término de capacidad a usuarios nacionales y no nacionales después de realizar los ajustes previstos en artículo 6.4 del Reglamento (UE) 2017/460.....	81
Cuadro 56. Valoración de la asignación de costes por el servicio de transporte recuperado a través del término por volumen a usuarios nacionales y no nacionales.....	82
Cuadro 57. Ingresos por peajes de transporte a usuarios nacionales y no nacionales	82
Cuadro 58. Volumen y capacidad contratada de entrada a la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de entrada	84

Cuadro 59. Volumen y capacidad contratada de salida de la red de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y previsión para el año de gas 2024, desagregado por punto de salida.....	85
Cuadro 60. Retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en los precios de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024	86
Cuadro 61. Comparación del reparto entrada-salida de la retribución del transporte implícita en los peajes de transporte de la Resolución de peajes para el año de gas 2023 y en la Resolución para el año de gas 2024.....	86
Cuadro 62. Comparación de los peajes de entrada a la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024	87
Cuadro 63. Comparación de los peajes de salida de la red de transporte vigentes y los resultantes para el año de gas 2024	88
Cuadro 64. Comparación del término variable del peaje de transporte vigente y resultante para el año de gas 2024	88
Cuadro 67. Evolución de los términos de volumen hasta el final del periodo regulatorio	95
Cuadro 68. Retribución que se debe recuperar mediante los peajes de acceso a las redes locales en el año de gas 2024	97
Cuadro 69. Previsión de demanda por grupo tarifario para el año de gas 2024.....	98
Cuadro 70. Asignación de la retribución reconocida a la actividad de distribución por inductor de coste. Año de gas 2024.....	99
Cuadro 71. Asignación de la retribución de la distribución cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024.....	99
Cuadro 72. Asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad por nivel de presión. Año de gas 2024.....	100
Cuadro 73. Asignación de la retribución del nivel de presión tarifario i cuyo inductor de coste es la capacidad al propio nivel de presión y a niveles de presión inferiores j.....	101

Cuadro 74. Asignación de la retribución cuyo inductor de coste es la capacidad asignada a cada nivel de presión, excluida la retribución asociada al gas de operación, a un componente fijo y un componente variable.....	102
Cuadro 75. Determinación de los costes unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año de gas 2024	103
Cuadro 76. Facturación de los suministros al coste unitario fijo correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024.....	104
Cuadro 77. Facturación de los suministros al coste unitario variable correspondiente al nivel de presión al que están conectados. Año de gas 2024.....	105
Cuadro 78. Retribución fija y variable que se debe recuperar por los términos fijo y variable del peaje de cada grupo tarifario. Año de gas 2024.....	106
Cuadro 79. Asignación de la retribución fija cuyo inductor de coste es el punto de suministro por grupo tarifario. Año de gas 2024	107
Cuadro 80. Asignación por grupo tarifario de la retribución asociada al gas de operación. Año de gas 2024	108
Cuadro 81. Asignación de la retribución a los términos fijo y variable de cada grupo tarifario. Año de gas 2024	109
Cuadro 82. Términos fijos y variables de los peajes de redes locales por grupo tarifario. Año de gas 2024.....	110
Cuadro 83. Término fijo por cliente inicial de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2024.....	111
Cuadro 84. Determinación del término fijo por cliente final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de medir el caudal máximo diario. Año de gas 2024.....	111
Cuadro 85. Determinación del término variable final de peajes aplicables a consumidores sin obligación de disponer de teled medida. Año de gas 2024	112
Cuadro 86. Determinación de los términos de facturación del peaje RL.1. Año gas 2024	113

Cuadro 87. Términos de facturación de los peajes de redes locales. Año de gas 2024.....	114
Cuadro 88. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2024	115
Cuadro 89. Facturación a las variables previstas para el año de gas 2024 a los precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los precios de los peajes del año de gas 2026 y facturación del periodo transitorio	117
Cuadro 90. Determinación de los peajes transitorios para el año de gas 2024	118
Cuadro 91. Pérdida de ingresos derivada de la aplicación del periodo transitorio	120
Cuadro 92. Ingresos que se deben recuperar por el resto de los peajes como consecuencia de la aplicación del periodo transitorio	121
Cuadro 93. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes	122
Cuadro 94. Términos de facturación de los peajes de redes locales para el año de gas 2024, tras la aplicación del periodo transitorio ...	123
Cuadro 95. Variables de facturación de los peajes de redes locales implícitos en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024	125
Cuadro 96. Retribución asignada a los peajes de redes locales en la Resolución de peajes 2023 y en los peajes de redes locales 2024 ...	126
Cuadro 97. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales y de la facturación media de la demanda prevista para 2024 de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 antes de la aplicación del periodo transitorio	127
Cuadro 98. Comparación de los peajes de acceso a las redes locales de la Resolución de precios 2023 y los resultantes para el año de gas 2024 tras la aplicación del periodo transitorio	128
Cuadro 99. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar periodo transitorio	130
Cuadro 100. Evolución de los peajes de redes locales hasta el final del periodo regulatorio, tras aplicar periodo transitorio	134

Cuadro 101. Retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2024.....	138
Cuadro 102. Determinación de valor de reposición de las plantas de regasificación, resultado de aplicar los valores de inversión de la Orden ITC/2446/2013 a las características técnicas de las plantas ...	140
Cuadro 103. Determinación de la anualidad correspondiente al valor de reposición.....	141
Cuadro 104. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas	142
Cuadro 105. Determinación de los porcentajes para transformar la retribución según el esquema de la Orden ITC/3994/2006 al esquema de Orden ITC/3128/2011	143
Cuadro 106. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento	143
Cuadro 107. Retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento.....	144
Cuadro 108. Asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.....	147
Cuadro 109. Asignación por servicio de la retribución asociada a la parte del tanque dedicada al almacenamiento del gas talón del tanque de GNL, la retribución del tanque asociada al stock logístico, la retribución financiera del gas talón y las bombas primarias.....	148
Cuadro 110. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las interconexiones de gas natural licuado.....	149
Cuadro 111. Asignación por servicio de la retribución reconocida a las instalaciones de descarga	149
Cuadro 112. Asignación por servicio de la retribución asociada a la cimentación y obra civil del tanque de GNL.....	150
Cuadro 113. Asignación de la retribución de los sistemas de antorcha y combustor, las instalaciones de compresión de boil off para procesado interno en planta, el relicuador de boil-off y el compresor de boil-off para emisión directa a red.....	151

Cuadro 114. Asignación de la retribución de la infraestructura terrestre, los edificios, los sistemas de gestión y control, los servicios auxiliares y el sistema de suministro eléctrico.....	152
Cuadro 115. Asignación por servicio de la retribución fija y por O&M fijos.....	153
Cuadro 116. Asignación de la retribución asociada a los costes de O&M variables previstos para de gas 2024 por servicio prestado en la planta.	154
Cuadro 117. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta	155
Cuadro 118. Asignación de la retribución prevista para el año de gas 2024 por servicio prestado en la planta, teniendo en cuenta el importe de las primas de las subastas	156
Cuadro 119. Determinación de los términos de facturación del peaje de descarga de GNL	157
Cuadro 120. Determinación de los términos de facturación del peaje de almacenamiento de GNL para el año de gas 2024	158
Cuadro 131. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año.....	167
Cuadro 132. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2024	168
Cuadro 133. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario.....	169
Cuadro 134. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2024	170
Cuadro 135. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2024	170
Cuadro 136. Asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 por grupo tarifario	171
Cuadro 137. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023	172

Cuadro 138. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2024 de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024.....	173
Cuadro 139. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024.....	173
Cuadro 140. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024.....	174
Cuadro 141. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 sin descontar las primas.....	175
Cuadro 142. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 descontando las primas.....	175
Cuadro 143. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad	176
Cuadro 144. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones	177
Cuadro 145. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	181
Cuadro 146. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024..	185
Cuadro 147. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024.....	187

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de la previsión de la producción renovable	23
Gráfico 2. Evolución de energía eléctrica vertida por la cogeneración.....	25
Gráfico 3. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad	63
Gráfico 4. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) entre el 1/1/2022 y el 23/3/2023.	190

1. OBJETO

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

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho de la Unión Europea en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de los servicios básicos de acceso a las instalaciones gasistas.

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

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

En aplicación de lo anterior, la disposición transitoria sexta de la Circular 6/2020, de 22 de julio, establece la posibilidad de limitar las variaciones de los peajes de acceso a la red de transporte, a las redes locales y a las plantas de regasificación, asegurando en todo caso la suficiencia de los peajes para recuperar la retribución reconocida a la actividad, durante el periodo transitorio establecido en el citado Real Decreto-ley 1/2019.

El 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 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.

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

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

Asimismo, se encuentra en trámite de audiencia pública la propuesta de Resolución por la que se establece la retribución de las actividades reguladas para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural.

Conforme al artículo 7.1 bis de la Ley 3/2013, de 4 de junio, y el artículo 36 de la citada Circular 6/2020, de 22 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la

Competencia, previo trámite de audiencia, calculará anualmente y publicará en el Boletín Oficial del Estado mediante resolución los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte, a las redes locales y a las instalaciones de regasificación.

3. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La disposición transitoria décima de la Ley 3/2013 establece que los órganos de asesoramiento de la Comisión Nacional de Energía previstos en la Disposición adicional undécima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, seguirán ejerciendo sus funciones hasta que se constituya el Consejo Consultivo de Energía. Teniendo en cuenta que no se ha producido la constitución de dicho Consejo, la propuesta de Resolución y la Memoria justificativa fue remitida el 27 de abril de 2023 al Consejo Consultivo de Hidrocarburos 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 28.2 del citado Reglamento.

En este epígrafe se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que pudiera surgir en la misma.

4. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN

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

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

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

4.1. Consideraciones previas

Todo ejercicio tarifario está sometido a un cierto grado de incertidumbre en la medida en que los valores de peajes se basan en determinadas previsiones sobre las variables que sirven para su cálculo, por lo que, finalmente, se producen diferencias entre las estimaciones de los distintos componentes que intervienen en el cálculo de los costes y de los ingresos regulados y los valores registrados.

No obstante, la previsión de las variables de facturación para el cierre de 2023 y 2024 presentan incertidumbres adicionales por motivos que se detallan a continuación.

4.1.1. Sobre la información disponible para confeccionar las previsiones

De acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el pasado 10 de diciembre de 2022 el Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación remitieron a la CNMC la información establecida en dicho artículo.

Una vez recibida la información con el nivel de detalle solicitado, esta Comisión ha analizado la adecuación de la misma a la estructura de peajes vigentes, así como su coherencia, de acuerdo con la información disponible en la CNMC,

¹ Circular 6/2020, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

prestando especial atención a las previsiones realizadas para las centrales térmicas y los ciclos combinados. Adicionalmente, se han contrastado las previsiones con la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes (SL-ATR).

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

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

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

La disposición adicional quinta del Real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre², y la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo³, han introducido diversas medidas de flexibilización de contratos de suministro de gas natural. En particular, dichos reales decreto-ley permiten la modificación del caudal diario contratado en los puntos de salida, puntos de entrada o de carga de cisternas, la aplicación de un peaje correspondiente a un consumo anual inferior y la suspensión temporal de suministro.

² Real Decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito energético para el fomento de la movilidad eléctrica, el autoconsumo y el despliegue de energías renovables (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-21096>)

³ Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972>)

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

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

4.1.3. Sobre la prórroga del mecanismo ibérico

El Real Decreto-ley 10/2022⁴, de 13 de mayo, introdujo con carácter temporal un mecanismo de ajuste (también llamado excepción ibérica o tope del gas) con el fin de limitar el impacto de los elevados precios del gas en el mercado eléctrico.

La introducción del citado mecanismo, unido a la indisponibilidad del parque nuclear francés, ha tenido como consecuencia unas exportaciones de electricidad hacia Francia excepcionalmente elevadas. El volumen de energía eléctrica exportado implica un incremento del hueco térmico, lo que ha dado lugar a un elevado funcionamiento de los ciclos combinados.

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

4.1.4. Sobre la penetración de las renovables

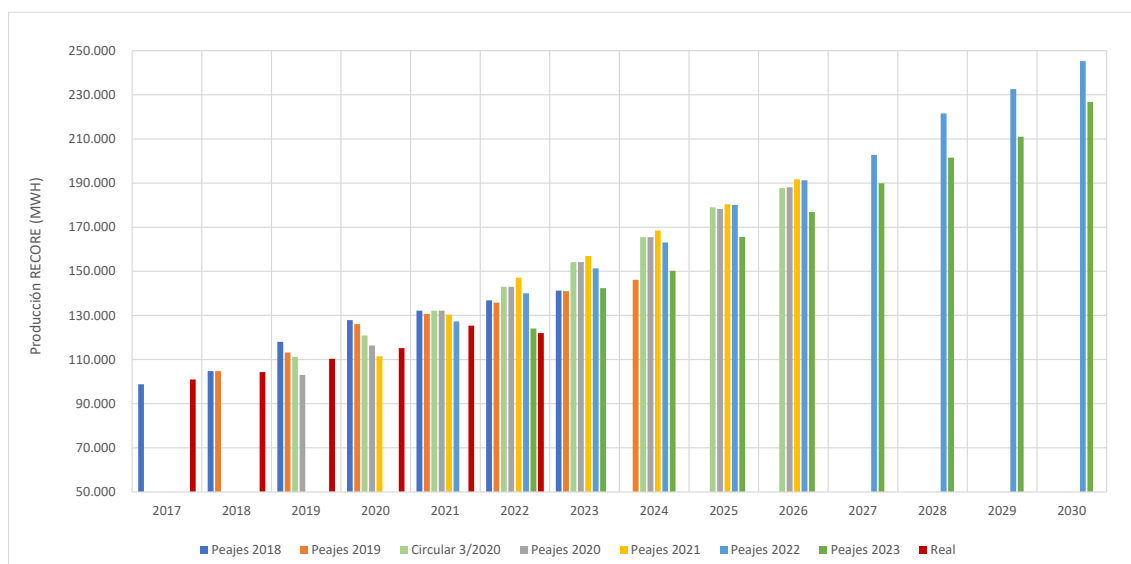
De acuerdo con la información aportada por el Operador del Sistema en la elaboración de los escenarios de cobertura de la demanda de electricidad se ha considerado que para los años 2025 y 2030 se alcanza los escenarios Objetivo PNIEC, lo que determina una reducción progresiva de la participación de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

⁴ Real Decreto-ley 10/2022, de 13 de mayo, por el que se establece con carácter temporal un mecanismo de ajuste de costes de producción para la reducción del precio de la electricidad en el mercado mayorista (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-7843>).

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

A efectos ilustrativos, en el gráfico inferior se muestra la previsión de producción RECORE prevista por el operador del sistema⁵ para el cierre del ejercicio tarifario en curso, para el ejercicio tarifario siguiente y para los ejercicios posteriores, aportada en el ámbito de los expedientes de peajes eléctricos y con objeto de la elaboración de la Circular 3/2020. Se observa que, con carácter general, la producción renovable inicialmente prevista para cada ejercicio es superior a la que finalmente se registra para cada año.

Gráfico 1. Evolución de la previsión de la producción renovable



Fuente: REE

4.1.5. Sobre la recuperación de la demanda industrial

Durante el segundo semestre del ejercicio 2020 y el primer semestre del ejercicio 2021 se produjo una recuperación de la demanda industrial de gas natural

⁵ Anualmente, con objeto de la elaboración de los correspondientes informes sobre peajes y cargos, la CNMC solicita al operador del sistema información la previsión de demanda para el cierre del ejercicio en curso, así como la previsión para el ejercicio tarifario correspondiente y su evolución en los próximos años, acompañado del detalle de la cobertura de la demanda por tecnología.

motivada por la salida de la crisis asociada al COVID-19. Esta recuperación de la demanda se ha visto truncada desde junio de 2021 como consecuencia de la escalada de los precios del gas en los mercados internacionales.

El Gobierno ha introducido una serie de medidas encaminadas a mitigar el impacto de la escalada del precio del gas sobre los consumidores industriales. En particular, además de las medidas de flexibilización de los contratos de suministro de gas natural mencionadas anteriormente, el Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, establece en sus artículos 3 y 4 una línea de ayudas directas a la industria intensiva de gas para 2022 con 125 M€ para los sectores del papel, fibras, vidrio y cerámico con un máximo de 400.000€ por empresa. En esta misma línea, el Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio⁶, aprueba una línea de ayudas directas a nuevos sectores de la industria intensiva de gas para 2022 con 250 M€ para los sectores del textil, extractivo, químico, metálicos, fabricación de cementos y pinturas con un máximo de 400.000€ por empresa.

Asimismo, el artículo 59 del Real Decreto-ley 20/2022⁷, de 20 de diciembre, prevé la articulación de una nueva línea de ayudas dirigidas a instalaciones o sectores industriales de elevado consumo de gas natural, con el objetivo de compensar el incremento de los costes asociados a sus consumos debidos al aumento excepcional en dichos ejercicios en los precios del gas.

Por otra parte, la situación de precios en los mercados energéticos, unida a la implementación del mecanismo de ajuste establecido en el Real Decreto-ley 10/2022 (mecanismo ibérico) provocó la parada de la producción de más de la mitad de la potencia instalada de cogeneración, con el consecuente impacto en la demanda de gas natural. Con objeto de reactivar el funcionamiento de las instalaciones de cogeneración, el artículo 1 del Real Decreto-ley 17/2022, de 29 de marzo⁸, establece que las instalaciones de cogeneración podrán renunciar

⁶ Real Decreto-ley 11/2022, de 25 de junio, por el que se adoptan y se prorrogan determinadas medidas para responder a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, para hacer frente a situaciones de vulnerabilidad social y económica, y para la recuperación económica y social de la isla de La Palma (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-10557>).

⁷ Real Decreto-ley 20/2022, de 27 de diciembre, de medidas de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la Guerra de Ucrania y de apoyo a la reconstrucción de la isla de La Palma y a otras situaciones de vulnerabilidad (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-22685>).

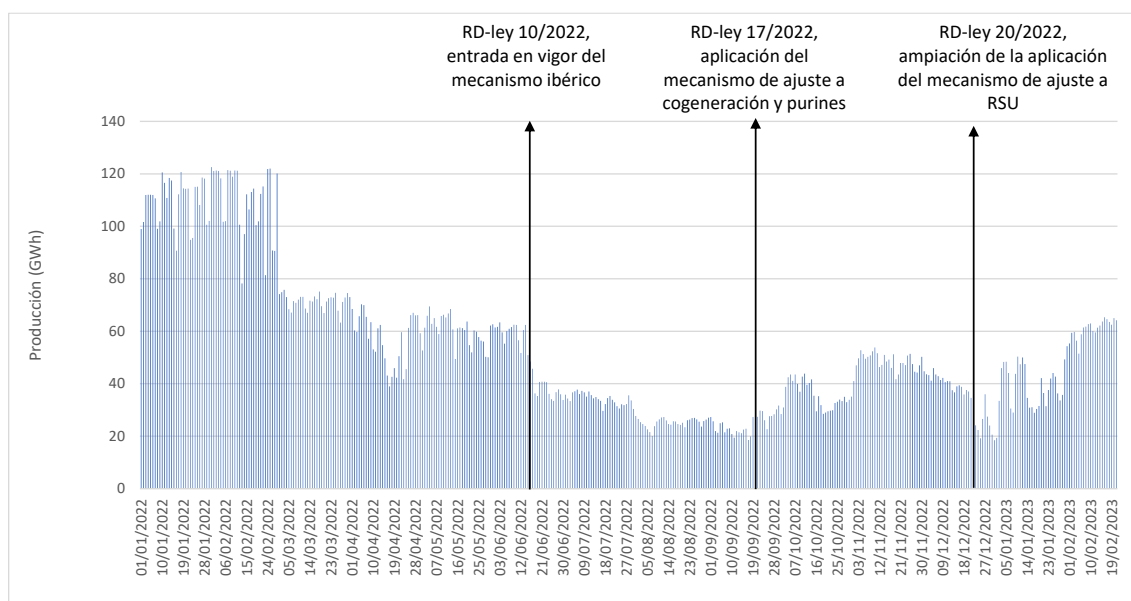
⁸ Real Decreto-ley 17/2022, de 20 de septiembre, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la energía, en la aplicación del régimen retributivo a las instalaciones de

temporalmente a su régimen retributivo regulado, de modo que entren en el ámbito de aplicación del mecanismo de ajuste regulado en el Real Decreto-ley 10/2022 y perciban el ajuste que cobran las centrales térmicas de gas.

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

El gráfico siguiente muestra como la energía vertida por la cogeneración se redujo en torno a un 70% en agosto con respecto al inicio del año 2022. Con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 17/2022 y la renuncia efectuada por la cogeneración al régimen retributivo, desde octubre de 2022, su producción se ha incrementado ligeramente, si bien se mantiene por debajo de los valores del comienzo del año.

Gráfico 2. Evolución de energía eléctrica vertida por la cogeneración



Fuente: REE

cogeneración y se reduce temporalmente el tipo del Impuesto sobre el Valor Añadido aplicable a las entregas, importaciones y adquisiciones intracomunitarias de determinados combustibles (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-15354>).

Por otra parte, el Gobierno también ha implementado una serie de medidas de ahorro y eficiencia energética⁹ encaminadas a la reducción del consumo de gas natural y acelerar la transición energética.

Asimismo, en el ámbito europeo, cabe mencionar el Reglamento (UE) 2022/1369 del Consejo, de 5 de agosto de 2022, sobre medidas coordinadas para la reducción de la demanda de gas, y el Reglamento (UE) 2022/1854 del Consejo de 6 de octubre de 2022, relativo a una intervención de emergencia para hacer frente a los elevados precios de la energía.

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

4.1.6. Sobre el funcionamiento del parque nuclear francés

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

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

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

Según la información aportada por el operador del sistema español, para 2023 se espera que una parte del parque nuclear continúe parada, lo que tendrá un

⁹ Véanse Real Decreto-ley 14/2022, de 1 de agosto, de medidas de sostenibilidad económica en el ámbito del transporte, en materia de becas y ayudas al estudio, así como de medidas de ahorro, eficiencia energética y de reducción de la dependencia energética del gas natural (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-12925>) y Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del «Plan + seguridad para tu energía (+SE)», así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-17040>).

impacto sobre las exportaciones y, consecuentemente, sobre la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica.

4.1.7. Sobre el impacto de la guerra de Ucrania

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

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

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

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

Servicio prestado por la instalación	Año de gas 2022 (A)			Previsión de cierre 2023 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente (MWh/día)/mes	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Caudal contratado equivalente	Volumen
Descarga de GNL	364		315.076.125	371		345.868.625	1,9%		9,8%
S (T < 40.000 m3 de GNL)	14		1.561.539	1		229.368	-92,9%		-85,3%
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	17		7.110.933	8		3.702.081	-52,9%		-47,9%
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	152		117.625.812	166		131.266.836	9,2%		11,6%
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	181		188.777.841	196		210.670.341	8,3%		11,6%
XOL (T > 216.000 m3 de GNL)	-		-	-		-			
Almacenamiento de GNL		21.546.982	4.700.707.616		23.147.427	5.165.381.746		7,4%	9,9%
Vaporización		1.101.147	286.985.875		1.134.378	305.067.700		3,0%	6,3%
Carga en Cisternas		63.972	11.369.925		55.826	11.438.047		-12,7%	0,6%
Trasvase de GNL planta a buque	106		17.857.761	150		31.157.999	41,5%		74,5%
Puesta en frío	-		-	8		65.553			
Trasvase de buque a buque	-		-	-		-			
Liquefacción Virtual	-	1.171	165.232	-	12.819	1.860.674		994,7%	1026,1%

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tipo de consumo	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
Generación eléctrica	40	615.177	126.158.120	40	430.884	86.246.790	0,0%	-30,0%	-31,6%
Península	37	549.236	116.010.981	37	364.942	79.309.796	0,0%	-33,6%	-31,6%
Balears	3	65.942	10.147.139	3	65.942	6.936.994	0,0%	0,0%	-31,6%
Convencional	7.998.817	1.147.361	231.759.467	8.036.938	1.166.538	237.671.558	0,5%	1,7%	2,6%
P > 60 bar	83	180.566	51.862.877	83	184.524	53.403.665	0,0%	2,2%	3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	175	106.290	28.948.148	175	108.962	30.105.232	0,0%	2,5%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	3.694	335.397	80.620.838	3.694	345.730	83.509.824	0,0%	3,1%	3,6%
P ≤ 4 bar (T&D)	7.827.670	516.169	69.005.174	7.863.596	518.214	69.307.242	0,5%	0,4%	0,4%
P ≤ 4 bar (PS)	167.196	8.938	1.322.430	169.390	9.108	1.345.544	1,3%	1,9%	1,7%
GNL directo (1)			9.467.100			9.894.879			4,5%
Total	7.998.857	1.762.539	367.384.686	8.036.978	1.597.422	333.813.178	0,5%	-9,4%	-9,1%

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

Fuente: CNMC

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

Peaje	Volumen anual (kWh)	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
		Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Nº Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen
RL.1	C ≤ 5.000	4.582.966	78.939.624	10.592.197	4.594.552	79.212.715	10.628.701	0,3%	0,3%	0,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.961.150	187.612.948	22.511.475	2.984.366	189.188.292	22.700.570	0,8%	0,8%	0,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	377.696	54.855.262	6.949.915	380.606	55.143.860	6.986.519	0,8%	0,5%	0,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.297	46.857.512	6.656.502	50.571	46.771.512	6.643.796	0,5%	-0,2%	-0,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.125	99.192.925	12.716.568	21.246	99.182.795	12.711.562	0,6%	0,0%	0,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.229	48.329.420	7.757.658	3.241	48.905.612	7.827.088	0,4%	1,2%	0,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.107	50.319.802	9.544.425	1.109	51.599.550	9.820.999	0,2%	2,5%	2,9%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	686	78.315.324	16.947.830	687	80.878.351	17.548.417	0,1%	3,3%	3,5%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	100.376.132	24.160.550	310	103.552.470	25.029.386	0,0%	3,2%	3,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	157.180.533	41.281.738	190	161.038.634	42.683.905	0,0%	2,5%	3,4%
RL.11	C > 500.000.000	101	860.559.104	198.798.729	101	681.947.901	161.337.357	0,0%	-20,8%	-18,8%
Total		7.998.857	1.762.538.585	357.917.586	8.036.978	1.597.421.690	323.918.299	0,5%	-9,4%	-9,5%

Nota: se excluye el GNL directo a cliente final

Fuente: CNMC

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

Puntos de entrada	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
Conexión Internacional	108.794.120	477.393	62,4%	103.981.120	445.866	63,7%	-4,4%	-6,6%	2,1%
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Almería	98.020.302	278.593	96,4%	88.345.184	250.636	96,3%	-9,9%	-10,0%	-0,1%
VIP Pirineos	7.168.853	177.507	11,1%	12.098.171	176.147	18,8%	68,8%	-0,8%	69,6%
VIP Ibérico	3.604.965	21.294	46,4%	3.537.765	19.082	50,7%	-1,9%	-10,4%	9,2%
Desde planta de regasificación	305.067.700	1.051.254	79,5%	259.384.398	893.438	79,3%	-15,0%	-15,0%	-0,2%
Barcelona	50.031.996	172.409	79,5%	42.494.700	146.371	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Cartagena	56.231.126	193.771	79,5%	47.759.934	164.507	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Huelva	59.037.256	203.441	79,5%	50.143.322	172.717	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Bilbao	64.667.683	222.843	79,5%	54.925.527	189.189	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Sagunto	50.406.932	173.701	79,5%	42.813.152	147.468	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Mugardos	24.692.707	85.090	79,5%	20.972.762	72.240	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
El Musel	-	-	-	275.001	947	79,3%			
Desde AA.SS.	8.642.017	47.803	49,5%	5.319.380	24.059	60,4%	-38,4%	-49,7%	22,0%
Serrablo	2.274.002	12.999	47,9%	1.100.000	4.719	63,7%	-51,6%	-63,7%	32,9%
Gaviota	4.118.000	22.695	49,7%	3.440.000	15.986	58,8%	-16,5%	-29,6%	18,3%
Yela	2.070.015	11.140	50,9%	600.000	2.505	65,4%	-71,0%	-77,5%	28,5%
Marismas	180.000	969	50,9%	179.380	848	57,8%	-0,3%	-12,4%	13,5%
Desde yacimientos	314.425	1.342	64,2%	304.355	1.243	66,9%	-3,2%	-7,4%	4,2%
Marismas	-	-	-	-	-	-			
Aznalcázar	25.333	130	53,4%	25.333	121	57,4%	0,0%	-7,3%	7,5%
Poseidon	-	-	-	-	-	-			
Viura	289.092	1.212	65,4%	279.021	1.122	67,9%	-3,5%	-7,4%	3,9%
Desde plantas de Biogás	211.960	666	87,3%	253.100	783	88,3%	19,4%	17,7%	1,2%
Madrid	172.960	546	86,8%	180.000	567	86,8%	4,1%	3,8%	0,0%
La Galera	39.000	120	89,3%	52.000	159	89,3%	33,3%	33,0%	0,0%
Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-			
Tudela	-	-	-	-	-	-			
Mascaraque	-	-	-	-	-	-			
Sagunto	-	-	-	-	-	-			
Sevilla	-	-	-	-	-	-			
Arenas de Iguña	-	-	-	4.000	11	100,0%			
Almansa	-	-	-	17.100	47	100,0%			
TOTAL	423.030.222	1.578.457	73,4%	369.242.353	1.365.389	73,9%	-12,7%	-13,5%	0,6%

Fuente: CNMC

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

Puntos de Salida	Previsión de cierre 2023 (A)			Previsión inicial 2024 (B)			% variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
Conexión Internacional	52.239.434	343.391	41,7%	36.124.476	229.195	43,2%	-30,8%	-33,3%	3,6%
CI Tarifa	5.343.572	29.712	49,1%	3.187.303	17.386	50,1%	-40,4%	-41,5%	1,9%
VIP Pirineos	35.940.863	259.262	37,9%	22.529.923	161.766	38,1%	-37,3%	-37,6%	0,5%
VIP Ibérico	10.955.000	54.417	55,0%	10.407.250	50.042	56,8%	-5,0%	-8,0%	3,3%
Planta de regasificación	1.860.674	11.867	42,8%	1.862.649	11.879	42,8%	0,1%	0,1%	0,0%
Barcelona	305.156	1.946	42,8%	305.156	1.946	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Cartagena	342.966	2.187	42,8%	342.966	2.187	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Huelva	360.081	2.297	42,8%	360.081	2.296	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Bilbao	394.422	2.516	42,8%	394.422	2.515	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Sagunto	307.443	1.961	42,8%	307.443	1.961	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
Mugaridos	150.606	961	42,8%	150.606	960	42,8%	0,0%	0,0%	0,0%
El Musel				1.975	13	42,8%			
Almacenamiento Subterráneo	10.666.060	49.401	59,0%	7.421.378	31.901	63,6%	-30,4%	-35,4%	7,7%
Serrablo	1.848.065	9.071	55,7%	1.700.000	7.243	64,1%	-8,0%	-20,2%	15,2%
Gaviota	6.505.753	30.039	59,2%	3.364.000	14.597	63,0%	-48,3%	-51,4%	6,4%
Yela	1.974.252	8.780	61,4%	2.300.000	9.808	64,1%	16,5%	11,7%	4,3%
Marismas	337.990	1.510	61,1%	57.378	252	62,2%	-83,0%	-83,3%	1,8%
Salida nacional (1)	356.595.156	1.753.600	55,8%	322.572.754	1.588.314	55,5%	-9,5%	-9,4%	-0,1%
P > 60 bar	177.863.004	794.972	61,1%	139.542.445	614.882	62,0%	-21,5%	-22,7%	1,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	28.948.148	106.290	74,4%	30.105.232	108.962	75,5%	4,0%	2,5%	1,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.778.830	336.169	65,7%	83.617.834	346.256	66,0%	3,5%	3,0%	0,5%
P ≤ 4 bar	69.005.174	516.169	36,5%	69.307.242	518.214	36,5%	0,4%	0,4%	0,0%
TOTAL	421.361.325	2.158.259	53,5%	367.981.258	1.861.288	54,0%	-12,7%	-13,8%	1,0%

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

Fuente: CNMC

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

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

En aplicación de lo anterior, el 3 de junio, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 20 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2022 (de 1 de octubre de 2021 a 30 de septiembre de 2022) de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural¹⁰ (en adelante, Resolución de retribución 2022).

Asimismo, el 25 de mayo, fue publicada en el Boletín Oficial del Estado la Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la retribución para el año de gas 2023 de las empresas que realizan las actividades reguladas de plantas de gas natural licuado, de transporte y de distribución de gas natural¹¹ (en adelante, Resolución de retribución 2023).

Por último, se encuentra en trámite de audiencia la Propuesta de Resolución por la que se establece la retribución para el año de gas 2024 de las empresas que realizan las actividades de plantas de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural (en adelante Resolución de retribución 2024).

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

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 2022 y 2023 con objeto de incorporar, en su caso, los desvíos que correspondan en la determinación de los peajes del ejercicio 2024.

¹⁰ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9274

¹¹ Disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2022-8559

6.1. Año de gas 2022

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

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

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

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

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

Adicionalmente, cabe señalar las mayores exportaciones hacia Francia registradas en la Liquidación 14/2022 respecto de las inicialmente previstas, como consecuencia de la flexibilidad que ofrece el sistema gasista español en un contexto de precios del gas natural elevados y de la obligación derivada de la

normativa europea de aumentar el volumen almacenado de gas natural¹² (véase Cuadro 12).

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

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

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

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

¹² Véanse disposiciones adicional 6ª, transitoria 2ª y finales 9ª y 11ª del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972#a1>).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2022 (A)	Liquidación 14/2022 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Regasificación	346.523.617	220.892.289	- 125.631.328	-36,3%
Retribución a la inversión	134.013.296	134.013.296	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	145.011.877	0	0,0%
Retribución por productividad y eficiencia	23.864.800	24.496.087	631.287	2,6%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	70.724.010	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
DA1º Orden ETU/1283/2017	12.168.198	12.168.198	-	0,0%
Primas de las subastas	- 64.200.896	- 190.463.510	- 126.262.614	196,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	-	-	-
Transporte	485.031.824	521.133.442	36.101.618	7,4%
Retribución a la inversión	373.955.174	373.972.002	16.828	0,0%
Retribución O&M	99.038.291	99.038.291	-	0,0%
Gas de operación	12.038.359	53.853.720	41.815.362	347,4%
Primas de las subastas	-	- 4.974.240	- 4.974.240	-
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 756.331	- 756.331	-
Redes locales	1.550.006.181	1.578.565.049	28.558.868	1,8%
Red de influencia local	148.647.579	152.311.115	3.663.536	2,5%
Retribución a la inversión	97.571.256	97.608.839	37.584	0,0%
Retribución O&M	49.378.153	49.378.153	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	5.644.684	3.946.514	232,4%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 320.561	- 320.561	-
Red de transporte secundario	68.093.963	70.990.669	2.896.706	4,3%
Retribución a la inversión	47.154.416	47.104.669	- 49.746	-0,1%
Retribución O&M	20.008.003	20.008.003	-	0,0%
Gas de Operación	931.545	3.320.701	2.389.156	256,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	557.297	557.297	-
Red de distribución	1.333.264.639	1.355.263.264	21.998.625	1,6%
Retribución del ejercicio	1.333.264.639	1.354.677.407	21.412.768	1,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	585.857	585.857	-
Total	2.381.561.622	2.320.590.780	- 60.970.842	-2,6%

Fuente: CNMC, Resolución de 27 de mayo de 2021, Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2022, Resolución por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, transporte y distribución para 2023 y Liquidación 14/2022

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

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

Actividad	2020	2021	2022
Regasificación	-	11.791.776	56.565.963
Otros Costes O&M Auditados		11.791.776	40.397.180
Incentivo Liquidación Mermas		-	16.600.000
Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)		-	- 431.217
Transporte	- 45.563	- 337.930	31.887.066
Retribución por inversión	- 45.563	- 34.209	- 44.710
Otros Costes O&M auditados		- 295.377	31.678.005
Gas de operación		- 835.092	29.380.373
Restos de coste		539.714	2.297.631
Retribución Extensión Vida Útil		- 8.344	- 101.446
Incentivo Desarrollo Sostenible (IDS)		-	355.218
Redes locales	563.280	328.515	- 16.932.862
Retribución transporte no troncal y secundario	-	- 92.788	3.264.486
Retribución distribución	563.280	421.303	- 20.197.347

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

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

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

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2022 (A)	Liquidación 14/2022 y ajustes Resolución retribución 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Regasificación	346.523.617	289.250.027	- 57.273.589	-16,5%
Retribución a la inversión	134.013.296	134.013.296	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	185.409.057	40.397.180	27,9%
Retribución por productividad y eficiencia	23.864.800	40.664.870	16.800.070	70,4%
Retribución por continuidad del suministro	70.724.010	70.724.010	-	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
DA1ª Orden ETU/1283/2017	12.168.198	12.168.198	-	0,0%
Primas de las subastas	- 64.200.896	- 190.463.510	- 126.262.614	196,7%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	11.791.776	11.791.776	-
Transporte	485.031.824	552.637.015	67.605.191	13,9%
Retribución a la inversión	373.955.174	374.181.064	225.890	0,1%
Retribución O&M	99.038.291	101.335.923	2.297.631	2,3%
Gas de operación	12.038.359	83.234.094	71.195.735	591,4%
Primas de las subastas	-	- 4.974.240	- 4.974.240	-
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 1.139.825	- 1.139.825	-
Redes locales	1.550.006.181	1.562.523.983	12.517.802	0,8%
Red de influencia local	148.647.579	154.359.278	5.711.699	3,8%
Retribución a la inversión	97.571.256	97.608.839	37.584	0,0%
Retribución O&M	49.378.153	49.378.153	-	0,0%
Gas de Operación	1.698.170	7.752.766	6.054.595	356,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	- 380.480	- 380.480	-
Red de transporte secundario	68.093.963	72.114.205	4.020.242	5,9%
Retribución a la inversión	47.154.416	47.104.669	- 49.746	-0,1%
Retribución O&M	20.008.003	20.008.003	-	0,0%
Gas de Operación	931.545	4.477.105	3.545.561	380,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	524.428	524.428	-
Red de distribución	1.333.264.639	1.336.050.500	2.785.861	0,2%
Retribución del ejercicio	1.333.264.639	1.334.480.060	1.215.420	0,1%
Desvíos de ejercicios anteriores	-	1.570.441	1.570.441	-
Total	2.381.561.622	2.404.411.025	22.849.403	1,0%

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

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

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

	Regasificación	Transporte	Redes locales
Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)	68.989.025	72.579.431	12.517.802
Previsión inicial (A)	410.724.512	485.031.824	1.550.006.181
Previsión Liquidación definitiva 2022 (B)	479.713.537	557.611.255	1.562.523.983
Ingresos (€) (F) = (D) - (E)	136.641.011	120.657.547	34.401.346
Previsión inicial (D)	346.523.617	485.031.824	1.550.006.181
Liquidación 14/2022 (E)	483.164.628	605.689.371	1.584.407.528
Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)	126.262.614	4.974.240	-
Previsión inicial (G)	64.200.896	-	
Liquidación 14/2022 (H)	190.463.510	4.974.240	
Superávit (+) / Déficit (-) (F) + (I) - (C)	193.914.600	53.052.356	21.883.545
Previsión inicial (A) - (D) - (G)	-	-	-
Liquidación 14/2022 (B) - (E) - (H)	- 193.914.600	- 53.052.356	- 21.883.545

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

Conforme al artículo 9.3 de la Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre¹³, el desajuste provisional registrado en la Liquidación 14 del ejercicio 2022 se ha incorporado en la Liquidación provisional 3/2023. En caso de que el resultado de la liquidación definitiva arrojará un desvío inferior al que resulta de la Liquidación 14/2022 habrá de transferirse los fondos necesarios para asegurar la suficiencia por actividad de la liquidación definitiva de 2022.

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

¹³ Orden TED/1022/2021, de 27 de septiembre, por la que se regulan los procedimientos de liquidación de las retribuciones de actividades reguladas, cargos y cuotas con destinos específicos del sector gasista (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2021-15776>).

subastas de regasificación del ejercicio 2022 ya fueron considerados en la determinación de los peajes de regasificación del ejercicio 2023¹⁴, lo que deberá ser tenido en cuenta a efectos de imputar los desvíos del 2022 en los peajes de 2024.

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

	Regasificación	Transporte	Redes locales
Desvío ejercicio 2022 (€) (A)	193.914.600	53.052.356	21.883.545
Desvío retribución	68.989.025	72.579.431	12.517.802
Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
Desvío de primas	126.262.614	4.974.240	-
Desvío 2022 imputado en peajes 2023 (€) (B)	48.272.099	-	-
Desvío retribución	-	-	-
Desvío de ingresos	-	-	-
Desvío de primas	48.272.099	-	-
Desvíos 2022 pendientes de imputar (A) - (B)	145.642.502	53.052.356	21.883.545
Desvío retribución	68.989.025	72.579.431	12.517.802
Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
Desvío de primas	77.990.516	4.974.240	-

Fuente: CNMC

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

¹⁴ Para mayor detalle véanse los epígrafes 6.2, 9.1 y 9.5 de la Memoria que acompaña a la Resolución de 19 de mayo de 2022 (<https://www.cnmc.es/expedientes/rapde01921>).

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

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

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

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

6.2. Previsión de cierre del año de gas 2023

En relación con los desvíos que pudieran derivarse del ejercicio 2023, se indica que, conforme a las metodologías establecidas en los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020, no cabe considerar desvíos de retribución del ejercicio 2023 en el ejercicio 2024, ya que, por una parte, la propuesta de Resolución que establece la retribución para el año de gas 2024 contempla que los desvíos de ejercicios anteriores al año 2024 serán incorporados en las liquidaciones de los ejercicios correspondientes. Y, por otra parte, no cabe imputar desvíos de ingresos del ejercicio 2023 en el ejercicio 2024, en la medida en que no se dispone de los ingresos reales del ejercicio 2023¹⁵.

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

¹⁵ 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.

red de transporte y las primas resultantes de los procedimientos de asignación de capacidad imputables a la actividad de regasificación serán tenidas en cuenta en la determinación de los respectivos peajes.

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

A efectos de facilitar la comprensión del desvío de ingresos previsto para el cierre del año de gas 2023, en el Cuadro 21 se compara el **escenario de demanda** implícito en la Resolución de 19 de mayo de 2022¹⁶ y el previsto por la CNMC para el cierre del ejercicio. Se observa que la demanda nacional prevista para el cierre del año de gas 2023 resulta un 9,0% inferior a la considerada en la Resolución de 19 de mayo de 2022, motivado, fundamentalmente, por la contracción de la demanda convencional, parcialmente compensada por el aumento de la demanda destinada a generación eléctrica. En coherencia, se prevé también una reducción de la capacidad contratada equivalente respecto de la inicialmente prevista para el ejercicio del 2,8%.

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

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

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

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

Por otra parte, se estima que durante el ejercicio 2023 el nivel de las exportaciones aumentará respecto a las registradas en el ejercicio 2022, debido

¹⁶ Resolución de 19 de mayo de 2022, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2023, cuya Memoria está disponible en <https://www.cnmc.es/sites/default/files/4475682.pdf>

a que se mantiene durante 2023, las obligaciones de almacenamiento y a la elevada indisponibilidad prevista para las centrales de generación nuclear francesas (véase Cuadro 22).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Por lo que respecta a los **costes**, en el Cuadro 26 se comparan las retribuciones consideradas en la determinación de los peajes para el ejercicio 2023 y la retribución actualizada con la última información disponible, sin incluir desvíos de ejercicios anteriores. En la actividad de regasificación, se registra un desvío negativo respecto de la previsión inicial de -182,7 M€, debido fundamentalmente a las primas obtenidas por las subastas de capacidad, parcialmente compensadas por el mayor coste derivado de la actualización del coste del suministro eléctrico y la incorporación en la retribución del incentivo de mermas. El desvío en la retribución del transporte obedece a la actualización del coste del gas de operación (motivado por el incremento de los precios del gas natural en los mercados), parcialmente compensado por los ingresos obtenidos de las subastas de capacidad. Por último, el desvío de redes locales obedece fundamentalmente al menor coste estimado para la actividad de la distribución, motivado por la menor demanda respecto a la inicialmente prevista para el ejercicio, compensado en parte por el incremento del gas de operación.

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

Costes regulados (miles €)	Previsión inicial 2023 (A)	Previsión de cierre 2023 (B)	Diferencia (B) - (A)	% variación (B) sobre (A)
Regasificación	248.477.674	65.716.271	- 182.761.402	-73,6%
Retribución a la inversión	127.739.099	127.739.099	0	0,0%
Retribución O&M	145.011.877	193.891.677	48.879.800	33,7%
Retribución por productividad y eficiencia	25.370.106	39.938.889	14.568.783	
Retribución por continuidad del suministro	57.463.258	57.463.258	- 0	0,0%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Primas de las subastas	- 132.048.997	- 378.258.982	- 246.209.985	186,5%
Transporte	488.478.501	523.017.134	34.538.633	7,1%
Retribución a la inversión	360.040.170	360.029.228	- 10.942	0,0%
Retribución O&M	81.534.303	83.951.631	2.417.327	3,0%
Gas de operación	46.904.028	96.943.311	50.039.283	106,7%
Primas de las subastas	-	- 17.907.035	- 17.907.035	
Primas del ejercicio	-	- 12.932.795	- 12.932.795	
Primas del ejercicio n-1	-	- 4.974.240	- 4.974.240	
Primas del ejercicio n-2	-	-	-	
Redes locales	1.518.658.477	1.505.320.541	- 13.337.936	-0,9%
Red de influencia local	145.139.970	149.455.149	4.315.178	3,0%
Retribución a la inversión	99.636.282	99.959.104	322.823	0,3%
Retribución O&M	40.549.341	40.951.311	401.970	1,0%
Gas de Operación	4.954.347	8.544.733	3.590.386	72,5%
Red de transporte secundario	66.047.734	68.021.607	1.973.873	3,0%
Retribución a la inversión	47.343.804	47.343.804	-	0,0%
Retribución O&M	15.986.184	15.990.523	4.339	0,0%
Gas de Operación	2.717.746	4.687.280	1.969.534	72,5%
Red de distribución	1.307.470.772	1.287.843.785	- 19.626.988	-1,5%
Total	2.255.614.651	2.094.053.946	- 161.560.705	-7,2%

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

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que en 2023 los peajes de regasificación serán suficientes para cubrir la retribución prevista para la actividad generándose un desajuste positivo estimado en 209 M€, justificado por los ingresos de las primas de las subastas de capacidad. Por el contrario, se estima que los ingresos por peajes de transporte y redes locales serán insuficientes para cubrir los costes previstos para el ejercicio 2023, generándose un desajuste negativo estimado en 31,5 M€ y 23,4 M€. Conforme a los Anexos I, II y III de la Circular 6/2020 no procede incluir el diferencial existente entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales de 2023 en el ejercicio 2024, puesto que se trata de una estimación para el cierre del ejercicio, pero sí procede incluir los desvíos producidos en las primas de las subastas de capacidad del ejercicio 2023 en los peajes del ejercicio 2024 puesto que se corresponden con valores reales.

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

	Regasificación	Transporte	Redes locales
Retribución (€) (1) (C) = (B) - (A)	63.448.583	52.445.668	- 13.337.936
Previsión inicial (A)	380.526.671	488.478.501	1.518.658.477
Previsión de cierre (B)	443.975.254	540.924.169	1.505.320.541
Ingresos (€) (F) = (D) - (E)	26.106.203	7.968.381	- 36.770.827
Previsión inicial (D)	248.477.674	488.478.501	1.520.371.191
Previsión de cierre (E)	274.583.877	496.446.882	1.483.600.363
Primas de las subastas (€) (I) = (G) - (H)	246.209.985	12.932.795	n.a.
Previsión inicial (G)	132.048.997	-	n.a.
Previsión de cierre (H)	378.258.982	12.932.795	n.a.
Superávit (+) / Déficit (-) (F) + (I) - (C)	208.867.606	- 31.544.492	- 23.432.891
Previsión inicial (D) + (G) - (A)	-	-	- 1.712.714
Previsión de cierre (E) + (H) - (B)	- 208.867.606	31.544.492	21.720.177

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

6.3. Tratamiento de los desvíos de años anteriores

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

Conforme a la Circular 6/2020, cabría imputar en los peajes del ejercicio 2024 los desvíos de retribución, ingresos por peajes y primas de las subastas de capacidad registrados en el ejercicio 2022 y los desvíos de las primas de las subastas de capacidad registrados en el ejercicio 2023. En el cuadro inferior se muestran los desvíos del ejercicio 2022 pendientes de imputar y los desvíos de las primas de capacidad del ejercicio 2023 susceptibles de ser incorporados en los peajes del ejercicio 2024. En particular, cabría incorporar en la determinación de los peajes de regasificación, transporte y redes locales un superávit de ingresos de 391,8 M€, 66,0 M€ y 21,5 M€, respectivamente (véase Cuadro 28).

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

	Regasificación	Transporte	Redes locales
Desvíos ejercicio 2022 pendientes de imputar (€) (A)	145.642.502	53.052.356	21.883.545
- Desvío retribución	68.989.025	72.579.431	12.517.802
+ Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
+ Desvío de primas	77.990.516	4.974.240	-
Desvíos 2023 a considerar en peajes 2024 (B)	246.209.985	12.932.795	n.a.
- Desvío retribución	n.a.	n.a.	n.a.
+ Desvío de ingresos	n.a.	n.a.	n.a.
+ Desvío de primas	246.209.985	12.932.795	n.a.
Desvíos de ejercicios anteriores a considerar en peajes 2024 (€) (A) + (B)	391.852.487	65.985.151	21.883.545
- Desvío retribución	68.989.025	72.579.431	12.517.802
+ Desvío de ingresos	136.641.011	120.657.547	34.401.346
+ Desvío de primas	324.200.501	17.907.035	n.a.
Primas 2024	162.304.105	-	n.a.
Desvíos anteriores + primas	554.156.592	65.985.151	21.883.545

Fuente: CNMC

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

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

Retribución (€)	Retribución considerada en peajes del ejercicio 2023 (A)	Retribución del ejercicio 2024 (B)	Primas del ejercicio 2024 (C)	Desvíos de ejercicios anteriores (D)	Total retribución considerada en peajes 2024 (E) = (B) + (C) + (D)	% variación sobre retribución asignada en peajes 2023 (E) sobre (A)
Regasificación	248.477.674	406.878.499	- 162.304.105	- 391.852.487	- 147.278.094	-159,3%
Transporte	488.478.501	509.706.089		- 65.985.151	443.720.937	-9,2%
Redes locales	1.518.658.477	1.458.849.814		- 21.883.545	1.436.966.270	-5,4%
Total	2.255.614.651	2.375.434.402	- 162.304.105	- 479.721.183	1.733.409.113	-23,2%

Fuente: CNMC

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

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

Retribución (€)	Retribución considerada en peajes del ejercicio 2024 (A)	Retribución del ejercicio 2025 (B)	Primas del ejercicio 2025 (C)	Desvíos de ejercicios anteriores (D)	Total retribución considerada en peajes 2025 (E) = (B) + (C) + (D)	% variación sobre retribución asignada en peajes 2024 (E) sobre (A)
Regasificación	- 147.278.094	379.679.849	- 83.927.439	37.342.380	333.094.790	
Transporte	443.720.937	425.085.872		44.477.288	469.563.159	5,8%
Redes locales	1.436.966.270	1.393.235.589		23.432.891	1.416.668.480	-1,4%
Total	1.733.409.113	2.198.001.309	- 83.927.439	105.252.559	2.219.326.429	28,0%

Fuente: CNMC

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

Respecto de las primas resultantes de las subastas de capacidad de la actividad de regasificación, cabe señalar que el desvío registrado en las mismas es trasladado por los comercializadores a los consumidores en el componente de energía, por lo que su no consideración en la determinación de los peajes implicaría un mayor coste por el suministro para los consumidores.

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

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

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

desvíos excepcionales. Todo ello con objeto de introducir mayor transparencia, estabilidad y seguridad jurídica.

7. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE

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

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

7.1. Parámetros de la metodología

7.1.1. Modelo de red de transporte

Se ha considerado la red de transporte troncal existente en el momento de la determinación de los peajes¹⁷, 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

¹⁷ 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>)

- 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, Mugaridos y El Musel.
- c) Las entradas desde los yacimientos de Marismas, Poseidón, Viura y Alnalcázar.
- d) Las entradas desde las siguientes plantas de Biogás: Planta de biogás de Madrid, BIO La Galera, BIO Arenas de Iguña y BIO Almansa y las que de acuerdo con la información facilitada por el GTS tienen previsto instalarse: BIO Tudela, BIO Mascaraque, BIO Sagunto y BIO Sevilla.
- e) Las entradas desde los almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota, Yela y Marismas

7.1.3. Puntos de salida de la red de transporte

Por otra parte, se consideran como puntos de salida:

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

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

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

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

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

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

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

Puntos de entrada	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	103.981.120	445.865.738	63,7%
CI Tarifa	-	-	
CI Almería	88.345.184	250.636.267	96,3%
CI Biriattou	11.258.020	46.972.635	65,5%
CI Larrau	840.151	129.174.747	1,8%
CI Badajoz	1.415.106	13.118.936	29,5%
CI Tuy	2.122.659	5.963.153	97,3%
Desde planta de regasificación	259.384.398	893.438.422	79,3%
Barcelona	42.494.700	146.371.168	79,3%
Cartagena	47.759.934	164.507.041	79,3%
Huelva	50.143.322	172.716.519	79,3%
Bilbao	54.925.527	189.188.621	79,3%
Sagunto	42.813.152	147.468.063	79,3%
Mugaridos	20.972.762	72.239.779	79,3%
El Musel	275.001	947.230	79,3%
Desde AA.SS.	5.319.380	24.058.840	60,4%
Serrablo	1.100.000	4.719.189	63,7%
Gaviota	3.440.000	15.986.365	58,8%
Yela	600.000	2.504.987	65,4%
Marismas	179.380	848.300	57,8%
Otros	557.455	2.026.271	75,2%
Yac. Marismas	-	-	
YAC Alnalcázar	25.333	120.551	57,4%
Yac. Poseidon	-	-	
Yac. Viura	279.021	1.122.332	67,9%
BIO Madrid	180.000	566.541	86,8%
BIO La Galera	52.000	159.171	89,3%
BIO Medina Sidonia	-	-	
BIO Tudela	-	-	
BIO Mascaraque	-	-	
BIO Sagunto	-	-	
BIO Sevilla	-	-	
BIO Arenas de Iguña	4.000	10.934	100,0%
BIO Almansa	17.100	46.743	100,0%
TOTAL	369.242.353	1.365.389.271	73,9%

Fuente: CNMC

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

Puntos de salida	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)
Conexión Internacional	36.124.476	229.194.856	43,1%
CI Tarifa	3.187.303	17.386.388	50,1%
CI Biriadou	8.501.858	61.043.959	38,1%
CI Larrau	14.028.065	100.722.532	38,1%
CI Badajoz	9.684.524	46.566.840	56,8%
CI Tuy	722.726	3.475.137	56,8%
Planta de regasificación	1.862.649	11.878.854	42,8%
Barcelona	305.156	1.946.101	42,8%
Cartagena	342.966	2.187.230	42,8%
Huelva	360.081	2.296.380	42,8%
Bilbao	394.422	2.515.388	42,8%
Sagunto	307.443	1.960.685	42,8%
Mugardos	150.606	960.476	42,8%
El Musel	1.975	12.594	42,8%
Desde AA.SS.	7.421.378	31.900.677	63,6%
Serrablo	1.700.000	7.243.144	64,1%
Gaviota	3.364.000	14.597.309	63,0%
Yela	2.300.000	9.808.279	64,1%
Marismas	57.378	251.946	62,2%
Salida nacional	322.572.754	1.588.314.093	55,5%
P > 60 bar	139.542.445	614.881.914	62,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	108.962.307	75,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.617.834	346.255.794	66,0%
P ≤ 4 bar	69.307.242	518.214.078	36,5%
TOTAL	367.981.258	1.861.288.480	54,0%

Fuente: CNMC

7.2. Retribución que se debe recuperar mediante peajes de transporte

Conforme al artículo 6 de la Circular 6/2020, en el cálculo de los peajes de la actividad de transporte se incluirá la retribución establecida en la correspondiente Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asociada a los costes de inversión y los costes operativos de la actividad de transporte de la red troncal prevista para el ejercicio, así como las

revisiones, en su caso, de la retribución de ejercicios anteriores no contempladas en el cálculo de los peajes del ejercicio correspondiente, otros costes asociados a la red de transporte troncal no contemplados en los anteriores y los desvíos de ingresos de ejercicios anteriores. Adicionalmente, se tendrá en cuenta, en su caso, la prima que resulte de las subastas de capacidad en los puntos de interconexión virtuales.

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

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

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

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

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Año de gas 2024	% sobre el total
Retribución prevista para el ejercicio	509.706.089	100,0%
Retribución a la inversión	202.913.964	41,3%
Retribución O&M	101.455.619	20,6%
Retribución por productividad y eficiencia (ARPE)	108.393.195	22,0%
Gas de operación	96.943.311	19,7%
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.
Total Retribución	509.706.089	100,0%
Primas de las subastas	- 17.907.035	
Total	491.799.053	100,0%

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

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

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

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

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Previsión año de gas 2024	% sobre el total	Término de capacidad [(A) + (B) + (C)] * 40%		Término variable
			Entrada	Salida	
Retribución a la inversión (1)	185.006.929 (A)	37,6%	74.002.771	111.004.157	
Retribución O&M	101.455.619 (B)	20,6%	40.582.247	60.873.371	
Retribución ARPE	108.393.195 (C)	22,0%	43.357.278	65.035.917	
Gas de operación	96.943.311 (D)	19,7%			96.943.311
Total	491.799.053	100,0%	157.942.297	236.913.446	96.943.311

(1) Incluye las primas de las subastas de capacidad

Fuente: CNMC

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

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

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

Cuadro 35. Términos de capacidad de los peajes de entrada a la red troncal resultantes de aplicar la metodología de distancia ponderada por capacidad por punto físico¹⁸.

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 _{En})
	Qd (MWh/día)	km	%	€	€/ (MWh/día) y año
CI Tarifa	-	898	0,000%	-	147,00
CI Almería	250.636	825	21,426%	33.840.386	135,02
CI Biriattou	46.973	630	3,067%	4.843.426	103,11
CI Larrau	129.175	589	7,880%	12.446.384	96,35
CI Badajoz	13.119	986	1,341%	2.117.446	161,40
CI Tuy	5.963	1.111	0,686%	1.083.529	181,70
PR Barcelona	146.371	633	9,605%	15.170.871	103,65
PR Cartagena	164.507	718	12,234%	19.323.074	117,46
PR Huelva	172.717	864	15,453%	24.407.320	141,31
PR Bilbao	189.189	564	11,047%	17.447.429	92,22
PR Sagunto	147.468	554	8,468%	13.375.343	90,70
PR Mugaridos	72.240	965	7,218%	11.400.591	157,82
PR El Musel	947	697	0,068%	107.984	114,00
YAC Marismas	-	824	0,000%	-	134,84
YAC Aznalcázar	121	804	0,010%	15.850	131,48
YAC Poseidón	-	850	0,000%	-	139,11
YAC Viura	1.122	450	0,052%	82.666	73,66
BIO Madrid	567	494	0,029%	45.784	80,81
BIO La Galera	159	526	0,009%	13.698	86,06
BIO Medina Sidonia	-	851	0,000%	-	139,27
BIO Tudela	-	462	0,000%	-	75,61
BIO Mascaraque	-	544	0,000%	-	89,04
BIO Sagunto	-	547	0,000%	-	89,50
BIO Sevilla	-	787	0,000%	-	128,71
BIO Arenas de Iguña	11	550	0,001%	983	89,91
BIO Almansa	47	567	0,003%	4.335	92,73
AASS Serrablo	4.719	601	0,294%	463.929	98,31
AASS Gaviota	15.986	547	0,906%	1.431.324	89,53
AASS Yela	2.505	502	0,130%	205.563	82,06
AASS Marismas	848	824	0,072%	114.382	134,84
TOTAL	1.365.389	707	100%	157.942.297	115,68

Fuente: CNMC

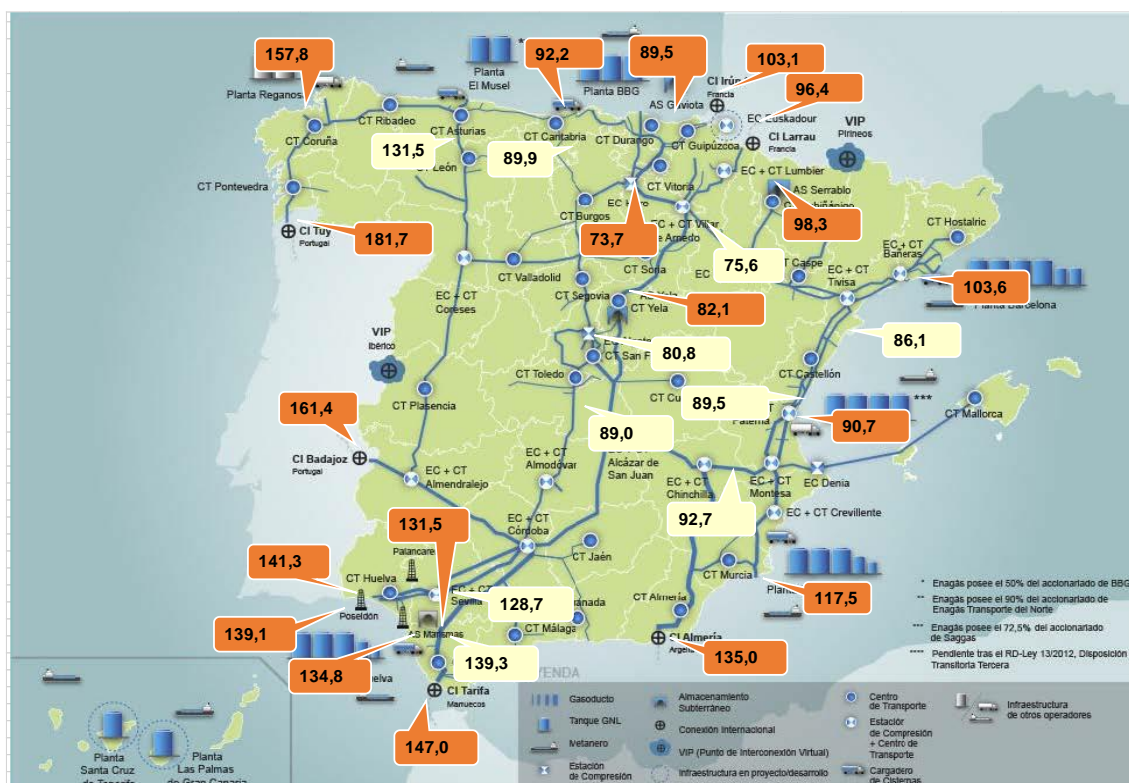
Se indica que el término de capacidad de las entradas por la interconexión de Tarifa, por los yacimientos de Marismas y Poseidón, y por las plantas de Biogás de Medina Sidonia, Tudela, Mascaraque, Sagunto y Sevilla resultan indeterminados al ser la previsión de capacidad contratada equivalente de inyección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

¹⁸ CI: Conexión internacional, PR: Planta de Regasificación, Yac.: Yacimiento, BIO: Planta de Biogás y AASS: Almacenamiento subterráneo

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 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 3).

Gráfico 3. 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 36 se muestran los términos de capacidad de los peajes de entrada a la red de transporte resultantes de considerar los puntos de entrada desde las interconexiones virtuales, las plantas de GNL y los AA.SS.

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

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	147,00	27,1%	-
CI Almería	250.636	135,02	16,7%	33.840.386
VIP Pirineos	176.147	98,16	-15,1%	17.289.810
VIP Ibérico	19.082	167,75	45,0%	3.200.975
Plantas GNL	893.438	113,31	-2,0%	101.232.612
AA.SS	24.059	92,07	-20,4%	2.215.197
YAC Marismas	-	134,84	16,6%	-
YAC Aznalcázar	121	131,48	13,7%	15.850
YAC Poseidón	-	139,11	20,3%	-
YAC Viura	1.122	73,66	-36,3%	82.666
BIO Madrid	567	80,81	-30,1%	45.784
BIO La Galera	159	86,06	-25,6%	13.698
BIO Medina Sidonia	-	139,27	20,4%	-
BIO Tudela	-	75,61	-34,6%	-
BIO Mascaraque	-	89,04	-23,0%	-
BIO Sagunto	-	89,50	-22,6%	-
BIO Sevilla	-	128,71	11,3%	-
BIO Arenas de Iguña	11	89,91	-22,3%	983
BIO Almansa	47	92,73	-19,8%	4.335
TOTAL	1.365.389	115,68	0,0%	157.942.297

Fuente: CNMC

Conforme a los puntos 12.3 y 12.4 de la Circular, se aplica un descuento del 100% a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas

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

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

Punto de Entrada	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Términos tras ajustes sin reescalar		Términos reescalados	
		Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de entrada €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)
CI Tarifa	-	147,00	-	163,90	-
CI Almería	250.636	135,02	33.840.386	150,54	37.731.103
VIP Pirineos	176.147	98,16	17.289.810	109,44	19.277.665
VIP Ibérico	19.082	167,75	3.200.975	187,03	3.568.999
Plantas GNL	893.438	97,56	87.161.279	108,77	97.182.438
YAC Marismas	-	134,84	-	150,34	-
YAC Aznalcázar	121	131,48	15.850	146,60	17.672
YAC Poseidón	-	139,11	-	155,11	-
YAC Viura	1.122	73,66	82.666	82,12	92.171
BIO Madrid	567	80,81	45.784	90,10	51.047
BIO La Galera	159	86,06	13.698	95,96	15.273
BIO Medina Sidonia	-	139,27	-	155,28	-
BIO Tudela	-	75,61	-	84,30	-
BIO Mascarache	-	89,04	-	99,27	-
BIO Sagunto	-	89,50	-	99,79	-
BIO Sevilla	-	128,71	-	143,51	-
BIO Arenas de Iguña	11	89,91	983	100,25	1.096
BIO Almansa	47	92,73	4.335	103,39	4.833
TOTAL INGRESOS (A)	1.341.330	105,61	141.655.766	117,75	157.942.297
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			157.942.297		
Factor de ajuste (B)/(A)			1,1149726		

Fuente: CNMC

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

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

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

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente en cada punto de salida (CAP _{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	17.386	998	1,32%	3.118.443	179,36
CI Biriadou	61.044	778	3,60%	8.536.958	139,85
CI Larrau	100.723	756	5,78%	13.681.831	135,84
CI Badajoz	46.567	889	3,14%	7.439.684	159,76
CI Tuy	3.475	1.242	0,33%	775.690	223,21
PR Barcelona	1.946	764	0,11%	267.348	137,38
PR Cartagena	2.187	711	0,12%	279.449	127,76
PR Huelva	2.296	1.028	0,18%	424.270	184,76
PR Bilbao	2.515	799	0,15%	361.183	143,59
PR Sagunto	1.961	617	0,09%	217.429	110,89
PR Mugardos	960	1.147	0,08%	197.977	206,12
PR El Musel	13	831	0,00%	1.882	149,42
AS Serrablo	7.243	713	0,39%	928.663	128,21
AS Gaviota	14.597	688	0,76%	1.804.856	123,64
AS Marismas	252	868	0,02%	39.288	155,94
AS Yela	9.808	599	0,45%	1.055.305	107,59
Salida nacional	1.588.314		83,48%	197.783.190	124,52
TOTAL	1.861.288	117	100%	236.913.446	127,28

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Tasa de variación respecto del peaje medio (%)	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.588.314	124,52	-2,17%	197.783.190
CI Tarifa	17.386	179,36	40,91%	3.118.443
VIP Pirineos	161.766	137,35	7,91%	22.218.789
VIP Ibérico	50.042	164,17	28,98%	8.215.375
AA.SS	31.901	120,00	-5,72%	3.828.111
Plantas GNL	11.879	147,28	15,71%	1.749.538
TOTAL	1.861.288	127,28	0,00%	236.913.446

Fuente: CNMC

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

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

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

Punto de Salida	Capacidad contratada equivalente Qd (MWh/día)	Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)	Término de capacidad de salida €/ (MWh/día) y año	Ingresos resultantes (miles €)
Nacional	1.588.314	124,52	197.783.190	126,57	201.031.511
CI Tarifa	17.386	179,36	3.118.443	182,31	3.169.659
VIP Pirineos	161.766	137,35	22.218.789	139,61	22.583.703
VIP Ibérico	50.042	164,17	8.215.375	166,87	8.350.301
Plantas GNL	11.879	147,28	1.749.538	149,70	1.778.272
TOTAL INGRESOS (A)	1.829.388	127,41	233.085.334	129,50	236.913.446
TOTAL RETRIBUCIÓN (B)			236.913.446		
Factor de ajuste (B)/(A)			1,0164		

Fuente: CNMC

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

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de clientes (A)	Capacidad contratada equivalente (MWh/día) (B)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/MWh/día/año) (C)	Retribución de la red de transporte a recuperar por el grupo tarifario (€) (D) = (B) * (C)	Término de capacidad de salida de la red troncal (€/cliente y año) (D)/(A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	77.787	126,57	9.845.481	2,20
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	186.218	126,57	23.569.470	8,03
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	53.932	126,57	6.826.095	18,37
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	45.881	126,57	5.807.078	117,03
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.022	98.185	126,57	12.427.196	591,15
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.184	48.056	126,57	6.082.448	1.910,04

Fuente: CNMC

7.4. Determinación de los peajes de transporte basados en volumen

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

Cuadro 42. Término variable de transporte.

	Retribución a recuperar a través del término variable (€)
Retribución del gas de operación (A)	96.943.311

	Volumen (MWh)
Variable inductora del coste (B)	737.223.611
Volumen inyectado en la red troncal	369.242.353
Volumen extraído de la red troncal	367.981.258

	Término variable (€/MWh)
Termino variable del peaje (A)/(B)	0,131498

Fuente: CNMC

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

Fuente: CNMC

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

1.- Demanda Nacional

Mes	2019	2020	2021	2022	Promedio	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	%
Enero	38.987	38.525	37.488	40.780	38.945	10,7%
Febrero	31.593	30.846	27.176	33.652	30.817	8,4%
Marzo	30.074	28.464	30.843	32.963	30.586	8,4%
Abril	29.379	22.609	29.791	26.061	26.960	7,4%
Mayo	29.280	21.564	25.845	24.864	25.388	6,9%
Junio	29.862	24.991	26.206	28.350	27.352	7,5%
Julio	33.592	30.335	26.642	30.430	30.250	8,3%
Agosto	31.940	27.698	26.098	27.640	28.344	7,8%
Septiembre	30.097	28.144	29.059	27.413	28.678	7,8%
Octubre	27.222	32.473	27.606	28.565	28.967	7,9%
Noviembre	33.316	34.681	31.356	38.723	34.519	9,4%
Diciembre	34.090	33.376	34.372	37.394	34.808	9,5%
TOTAL	379.433	353.706	352.481	376.836	365.614	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	10,7%	1,421	1,41	1,8388	1,84
Febrero	8,4%	1,016	1,01	1,3154	1,32
Marzo	8,4%	1,006	1,00	1,3014	1,30
Abril	7,4%	0,839	0,84	1,0864	1,09
Mayo	6,9%	0,770	0,77	0,9970	1,00
Junio	7,5%	0,857	0,85	1,1091	1,11
Julio	8,3%	0,990	0,99	1,2810	1,28
Agosto	7,8%	0,902	0,90	1,1671	1,17
Septiembre	7,8%	0,917	0,91	1,1868	1,19
Octubre	7,9%	0,930	0,93	1,2039	1,20
Noviembre	9,4%	1,196	1,19	1,5473	1,55
Diciembre	9,5%	1,210	1,20	1,5658	1,57
Promedio factores estacionales (P)		1,004	1,00	1,3000	1,30
Coefficiente de ajuste		0,996			
Potencia considerada		1,431			

3.- Factores Estacionales Trimestrales

Mes	Factores estacionales trimestrales iniciales	Factores estacionales trimestrales finales	Multiplicadores finales	Multiplicadores finales redondeados
Q1	1,001	1,115	1,3378	1,34
Q2	0,767	0,854	1,0248	1,02
Q3	0,898	1,000	1,1997	1,20
Q4	0,926	1,031	1,2376	1,24
Promedio factores estacionales (P)	0,898	1,000	1,2000	1,20
Coefficiente de ajuste (CA = M_M / P)	1,114			

4.- Factores Estacionales Diarios

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

5.- Factores Estacionales Intradarios

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

Fuente: CNMC

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

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

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

Fuente: CNMC y Resolución de 19 de mayo de 2022

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

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

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

Fuente: CNMC y Resolución de 19 de mayo de 2021

7.6. Interrumpibilidad

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: Enagás Transporte y GTS

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

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

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

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos 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 2,51% para el producto diario y en 4,28% para el producto intradiario.

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

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

- Peaje de entrada a la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que

incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,155908 €/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: 0,540350 €/kWh/día y año

7.6.2. Peaje interrumpible de salida de la red de transporte

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

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

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

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción se ha calculado considerando la información de los cinco últimos años de gas cerrados (esto es, del año de gas 2018 al año de gas 2022) y supuesta una duración media de las interrupciones de 21 horas continuadas (valor medio proporcionado por el GTS). Se indica que el GTS sólo ofrece capacidad interrumpible en los productos diarios e intradiarios, una vez que se ha contratado toda la capacidad firme (véase Cuadro 49).

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

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

Fuente: Enagás Transporte y GTS

La probabilidad de interrupción para los contratos 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 6,79% para el producto diario y en 4,21% para el producto intradiario.

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

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

- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos diarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,180956 €/kWh/día y año.
- Peaje de salida de la red de transporte aplicable al VIP Pirineos en el caso de formalización contratos intradiarios de carácter interrumpible que incluye el término de capacidad basado en caudal, el multiplicador aplicable a dichos contratos, y el descuento aplicable a estos contratos: 0,485860 €/kWh/día y año.

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

7.7. Valoración de la metodología de asignación

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

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

La Circular asigna la retribución asociada a la inversión y los costes operativos de la red troncal de transporte al término de capacidad y los costes asociados al gas de operación a un término por volumen. Como consecuencia, el 80,29% de los costes asociados al servicio de transporte se recuperan a través del término de capacidad y el 19,71% de los costes se recuperan a través de un término por volumen (véase Cuadro 52).

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

	Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Capacidad	394.855.743	80,29%
Volumen	96.943.311	19,71%
Total	491.799.053	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 en la Circular (50%). En el año de gas 2024 el reparto entrada-salida es 40%-60%.

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

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

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

		Retribución de la red troncal (€)	% sobre el total
Entrada	Capacidad	157.942.297	42,0%
	Volumen	48.554.571	
Salida	Capacidad	236.913.446	58,0%
	Volumen	48.388.740	
Total		491.799.053	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 54 y en el Cuadro 55 se presentan los resultados obtenidos para los términos de capacidad y volumen, respectivamente. Se observa que los índices obtenidos están por debajo del 10% establecido en el artículo 5.6 del Reglamento (UE) 2017/460.

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

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	807.068.610	133.441.214	0,165	
	Salida	1.148.879.476	206.479.282	0,180	
	Total	1.955.948.086	339.920.496	0,174	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	163.759.574	24.501.083	0,150	
	Salida	181.278.140	30.434.164	0,168	
	Total	345.037.713	54.935.247	0,159	(B)
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				8,75%	

Fuente: CNMC

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

Sistema	Término fijo por capacidad	Capacidad por distancia (MWh/día x km)	Ingresos por peajes de transporte (€)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	807.068.610	133.441.214	0,165	
	Salida	1.148.879.476	205.979.442	0,179	
	Total	1.955.948.086	339.420.656	0,174	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	163.759.574	24.501.083	0,150	
	Salida	181.278.140	30.934.004	0,171	
	Total	345.037.713	55.435.087	0,161	(B)
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				7,70%	

Fuente: CNMC

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

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

Sistema	Término por volumen	Volumen (MWh)	Ingresos por peajes de transporte (€/MWh/día)	Ingreso medio (€/MWh/día/año)	
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	333.117.876	43.804.280	0,1315	
	Salida	331.856.781	43.638.449	0,1315	
	Total	664.974.658	87.442.730	0,1315	(A)
No nacionales (Intersistema)	Entrada	36.124.476	4.750.291	0,1315	
	Salida	36.124.476	4.750.291	0,1315	
	Total	72.248.953	9.500.581	0,1315	(B)
Comp = 2* (A) - (B) / [(A) + (B)]				0,00%	

Fuente: CNMC

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

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

Sistema		Ingresos por término de capacidad (€)	Ingresos por término de volumen (€)	Ingresos totales (€)	Porcentaje
Nacionales (Intrasistema)	Entrada	133.441.214	43.804.280	177.245.494	36,0%
	Salida	206.479.282	43.638.449	250.117.731	50,9%
	Total	339.920.496	87.442.730	427.363.226	86,9%
No nacionales (Intersistema)	Entrada	24.501.083	4.750.291	29.251.374	5,9%
	Salida	30.434.164	4.750.291	35.184.454	7,2%
	Total	54.935.247	9.500.581	64.435.828	13,1%

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

Puntos de entrada	Previsión Resolución peajes 2023 (A)			Previsión 2024 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
Conexión Internacional	156.614.721	585.134.472	73,3%	103.981.120	445.865.738	63,7%	-33,6%	-23,8%	-13,1%
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Almería	106.452.196	349.735.857	83,4%	88.345.184	250.636.267	96,3%	-17,0%	-28,3%	15,5%
VIP Pirineos	44.613.440	214.772.185	56,9%	12.098.171	176.147.382	18,8%	-72,9%	-18,0%	-67,0%
VIP Ibérico	5.549.086	20.626.430	73,7%	3.537.765	19.082.088	50,7%	-36,2%	-7,5%	-31,3%
Desde planta de regasificación	265.419.402	933.847.103	77,9%	259.384.398	893.438.422	79,3%	-2,3%	-4,3%	1,9%
Barcelona	39.836.309	140.159.392	77,9%	42.494.700	146.371.168	79,3%	6,7%	4,4%	1,9%
Cartagena	41.870.648	147.316.974	77,9%	47.759.934	164.507.041	79,3%	14,1%	11,7%	1,9%
Huelva	55.484.577	195.215.991	77,9%	50.143.322	172.716.519	79,3%	-9,6%	-11,5%	1,9%
Bilbao	63.668.080	224.008.687	77,9%	54.925.527	189.188.621	79,3%	-13,7%	-15,5%	1,9%
Sagunto	33.853.122	119.108.249	77,9%	42.813.152	147.468.063	79,3%	26,5%	23,8%	1,9%
Mugaros	30.706.666	108.037.809	77,9%	20.972.762	72.239.779	79,3%	-31,7%	-33,1%	1,9%
Musel	-	-	-	275.001	947.230	79,3%	-	-	-
Desde AA.SS.	9.207.881	40.538.759	62,2%	5.319.380	24.058.840	60,4%	-42,2%	-40,7%	-2,9%
Serrablo	2.587.950	11.445.832	61,9%	1.100.000	4.719.189	63,7%	-57,5%	-58,8%	2,8%
Gaviota	3.252.534	14.270.485	62,4%	3.440.000	15.986.365	58,8%	5,8%	12,0%	-5,8%
Yela	3.327.670	14.660.948	62,2%	600.000	2.504.987	65,4%	-82,0%	-82,9%	5,2%
Marismas	39.728	161.494	67,4%	179.380	848.300	57,8%	351,5%	425,3%	-14,3%
Otros	273.469	1.088.902	68,8%	557.455	2.026.271	75,2%	103,8%	86,1%	9,2%
Yac. Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Alnzcázar	750	139.786	1,5%	25.333	120.551	57,4%	3277,8%	-13,8%	3806,0%
Yac. Poseidon	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Yac. Viura	49.719	187.041	72,8%	279.021	1.122.332	67,9%	461,2%	500,0%	-6,7%
BIO Madrid	183.000	625.380	80,2%	180.000	566.541	86,8%	-1,6%	-9,4%	8,3%
BIO La Galera	40.000	136.695	80,2%	52.000	159.171	89,3%	30,0%	16,4%	11,3%
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	-	-	-	4.000	10.934	100,0%	-	-	-
BIO Almansa	-	-	-	17.100	46.743	100,0%	-	-	-
TOTAL	431.515.473	1.560.609.237	75,8%	369.242.353	1.365.389.271	73,9%	-14,4%	-12,5%	-2,5%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

Puntos de salida	Previsión Resolución peajes 2023 (A)			Previsión 2024 (B)			Tasa de Variación (B) sobre (A)		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
Conexión Internacional	30.280.237	227.587.918	36,5%	36.124.476	229.194.856	43,1%	19,3%	0,7%	18,1%
CI Tarifa	-	-	-	3.187.303	17.386.388	50,1%	-	-	-
VIP Pirineos	27.179.250	213.185.936	34,9%	22.529.923	161.766.491	38,1%	-17,1%	-24,1%	8,9%
VIP Ibérico	3.100.987	14.401.982	59,0%	10.407.250	50.041.977	56,8%	235,6%	247,5%	-3,7%
Planta de regasificación	8.870	69.168	35,1%	1.862.649	11.878.854	42,8%	20899,0%	17073,9%	21,9%
Barcelona	1.436	11.197	35,1%	305.156	1.946.101	42,8%	21152,6%	17281,3%	21,9%
Cartagena	1.280	9.981	35,1%	342.966	2.187.230	42,8%	26693,9%	21813,2%	21,9%
Huelva	1.842	14.362	35,1%	360.081	2.296.380	42,8%	19450,8%	15889,5%	21,9%
Bilbao	2.023	15.779	35,1%	394.422	2.515.388	42,8%	19392,3%	15841,6%	21,9%
Sagunto	955	7.447	35,1%	307.443	1.960.685	42,8%	32092,2%	26228,1%	21,9%
Mugardos	1.334	10.403	35,1%	150.606	960.476	42,8%	11189,5%	9133,0%	21,9%
Musel	-	-	-	1.975	12.594	42,8%	-	-	-
Desde AASS.	9.865.532	46.311.929	58,4%	7.421.378	31.900.677	63,6%	-24,8%	-31,1%	8,9%
Serrablo	3.591.156	16.932.068	58,1%	1.700.000	7.243.144	64,1%	-52,7%	-57,2%	10,4%
Gaviota	2.492.944	11.445.932	59,7%	3.364.000	14.597.309	63,0%	34,9%	27,5%	5,5%
Yela	3.781.431	17.933.929	57,8%	2.300.000	9.808.279	64,1%	-39,2%	-45,3%	10,9%
Marismas	-	-	-	57.378	251.946	62,2%	-	-	-
Salida nacional	389.714.744	1.805.470.118	59,1%	322.572.754	1.588.314.093	55,5%	-17,2%	-12,0%	-6,2%
P > 60 bar	185.105.249	805.568.455	63,0%	139.542.445	614.881.914	62,0%	-24,6%	-23,7%	-1,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	123.339.289	78,2%	30.105.232	108.962.307	75,5%	-14,4%	-11,7%	-3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	100.121.672	389.925.865	70,3%	83.617.834	346.255.794	66,0%	-16,5%	-11,2%	-6,2%
P ≤ 4 bar	69.301.120	486.636.509	39,0%	69.307.242	518.214.078	36,5%	0,0%	6,5%	-6,3%
TOTAL	429.869.383	2.079.439.133	56,6%	367.981.258	1.861.288.480	54,0%	-14,4%	-10,5%	-4,6%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Respecto de la **retribución** considerada en la determinación de los peajes de transporte se indica que la retribución asignada a los peajes para el año de gas 2024 es un 0,7% superior a la retribución considerada en la determinación de los peajes de transporte implícitos en la Resolución de peajes 2023, motivado fundamentalmente por el incremento previsto del coste del gas de operación y la retribución por O&M, parcialmente compensado por la incorporación de primas de ejercicios anteriores (véase Cuadro 60).

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

Retribución de la actividad de transporte troncal (€)	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución a la inversión	208.698.627	202.913.964	-2,8%
Retribución O&M	99.038.291	101.455.619	2,4%
Retribución por productividad y eficiencia	133.837.555	108.393.195	-19,0%
Gas de operación	46.904.028	96.943.311	106,7%
Total Retribución	488.478.501	509.706.089	4,3%
Primas de las subastas		- 17.907.035	
Total	441.574.473	491.799.053	0,7%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

		Resolución peajes 2023		Resolución peajes 2024		% variación de 2024 respecto 2023
		Retribución de transporte (€)	% del total	Retribución de transporte (€)	% del total	
Entrada	Término de capacidad	154.551.066	36,4%	157.942.297	42,0%	2,2%
	Término variable	23.496.830		48.554.571		106,6%
Salida	Término de capacidad	287.023.408	63,6%	236.913.446	58,0%	-17,5%
	Término variable	23.407.198		48.388.740		106,7%
Total		488.478.501	100,00%	491.799.053	100,00%	0,68%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

Punto de Entrada	Término de capacidad del peaje de entrada (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
CI Tarifa	137,53	163,90	19,2%
CI Almería	123,62	150,54	21,8%
VIP Pirineos	94,70	109,44	15,6%
VIP Ibérico	161,21	187,03	16,0%
Plantas GNL	93,77	108,77	16,0%
YAC Marismas	127,59	150,34	17,8%
YAC Aznalcázar	124,46	146,60	17,8%
YAC Poseidón	131,62	155,11	17,8%
YAC Viura	71,15	82,12	15,4%
BIO Madrid	76,26	90,10	18,2%
BIO La Galera	78,95	95,96	21,5%
BIO Medina Sidonia	131,53	155,28	18,1%
BIO Tudela	71,06	84,30	18,6%
BIO Mascaraque	84,28	99,27	17,8%
BIO Sagunto	81,30	99,79	22,7%
BIO Sevilla	121,61	143,51	18,0%
BIO Arenas de Iguña		100,25	
BIO Almansa		103,39	
Facturación media	101,67	117,75	15,8%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

Puntos de salida	Término de capacidad del peaje de salida (€/MWh/día/año)		
	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Nacional	139,67	126,57	-9,4%
CI Tarifa	197,09	182,31	-7,5%
VIP Pirineos	151,35	139,61	-7,8%
VIP Ibérico	178,42	166,87	-6,5%
GNL	170,42	149,70	-12,2%
TOTAL	141,17	129,50	-8,3%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Finalmente, en el Cuadro 64 se compara el término variable del peaje de transporte vigente y el que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020. Se observa que como consecuencia del incremento del coste asociado al gas de operación el término variable del peaje de transporte aumenta un 141% respecto al de la Resolución de 2023.

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

	Resolución peajes 2023 (A)	Resolución peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Termino variable (€/MWh)	0,054452	0,131498	141%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

explicación de la diferencia en el nivel entre los peajes aplicables en el período tarifario respecto al que se publica la información y en cada uno de los períodos tarifarios del resto del período regulatorio.

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

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

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

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

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	96.943.311	48.471.655	24.235.828
Total	491.799.053	425.085.872	367.414.799
% variación respecto del año anterior	0,7%	-13,6%	-13,6%

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

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-
CI Almería	250.636	248.744	243.846
VIP Pirineos	176.147	174.817	171.375
VIP Ibérico	19.082	18.938	18.565
Plantas GNL	893.438	831.578	792.364
YAC Marismas	-	-	-
YAC Aznalcázar	121	121	121
YAC Poseidón	-	-	-
YAC Viura	1.122	1.114	1.092
BIO Madrid	567	567	567
BIO La Galera	159	159	159
BIO Medina Sidonia	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	11	44	44
BIO Almansa	47	187	187
AASS	24.059	36.534	31.273
Total	1.365.389	1.312.802	1.259.591

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

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	-	-	-
CI Almería	37.731.103	42.182.346	43.581.479
VIP Pirineos	19.277.665	21.422.713	21.908.856
VIP Ibérico	3.568.999	3.976.856	4.087.334
Plantas GNL	97.182.438	101.671.373	101.780.823
YAC Marismas	-	-	-
YAC Aznalcázar	17.672	19.913	20.982
YAC Poseidón	-	-	-
YAC Viura	92.171	102.139	104.105
BIO Madrid	51.047	57.262	59.891
BIO La Galera	15.273	17.136	17.989
BIO Medina Sidonia	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	1.096	4.908	5.120
BIO Almansa	4.833	21.752	22.907
AASS	-	-	-
Total	157.942.297	169.476.397	171.589.486

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

Punto de Entrada	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
CI Tarifa	163,90	184,96	195,21
CI Almería	150,54	169,58	178,73
VIP Pirineos	109,44	122,54	127,84
VIP Ibérico	187,03	209,99	220,16
Plantas GNL	108,77	122,26	128,45
YAC Marismas	150,34	169,41	178,51
YAC Aznalcázar	146,60	165,18	174,05
YAC Poseidón	155,11	174,79	184,20
YAC Viura	82,12	91,70	95,34
BIO Madrid	90,10	101,07	105,71
BIO La Galera	95,96	107,66	113,02
BIO Medina Sidonia	155,28	175,17	184,82
BIO Tudela	84,30	94,03	97,70
BIO Mascaraque	99,27	111,51	116,85
BIO Sagunto	99,79	112,20	118,08
BIO Sevilla	143,51	161,74	170,44
BIO Arenas de Iguña	100,25	112,21	117,07
BIO Almansa	103,39	116,34	122,52
AASS	-	-	-
Peaje medio	117,75	132,79	139,69

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

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

Fuente: CNMC

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

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	96.943.311	48.471.655	24.235.828
Total	491.799.053	425.085.872	367.414.799
% variación respecto del año anterior	0,7%	-13,6%	-13,6%

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

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	1.588.314	1.534.244	1.466.190
Plantas GNL	11.879	11.900	11.901
CI Tarifa	17.386	17.302	16.962
VIP Francia	161.766	160.985	157.815
VIP Portugal	50.042	47.670	45.287
AA.SS	31.901	31.901	31.901
Total	1.861.288	1.804.002	1.730.056

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

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	201.031.511	175.147.378	144.544.371
Plantas GNL	1.778.272	1.608.318	1.392.553
CI Tarifa	3.169.659	2.859.722	2.428.242
VIP Francia	22.583.703	20.313.682	17.291.290
VIP Portugal	8.350.301	7.208.720	5.933.030
AA.SS	-	-	-
Total	236.913.446	207.137.819	171.589.486

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

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	126,57	114,16	98,59
Plantas GNL	149,70	135,16	117,01
CI Tarifa	182,31	165,28	143,16
VIP Francia	139,61	126,18	109,57
VIP Portugal	166,87	151,22	131,01
AA.SS	-	-	-
Peaje medio	129,50	116,89	101,04

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

Punto de Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Nacional	-9,4%	-9,8%	-13,6%
Plantas GNL	-12,2%	-9,7%	-13,4%
CI Tarifa	-7,5%	-9,3%	-13,4%
VIP Francia	-7,8%	-9,6%	-13,2%
VIP Portugal	-6,5%	-9,4%	-13,4%
AA.SS			
Peaje medio	-8,3%	-9,7%	-13,6%

Fuente: CNMC

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

1. Previsión de la retribución de la red de transporte

Retribución del transporte (€)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Retribución a la inversión y O&M	394.855.743	376.614.216	343.178.972
Gas de Operación	96.943.311	48.471.655	24.235.828
Total	491.799.053	425.085.872	367.414.799
% variación respecto del año anterior	0,7%	-13,6%	-13,6%

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

Volumen demandado (MWh)	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	369.242.353	353.738.855	339.092.705
Salida	367.981.258	352.745.744	338.409.037
Total	737.223.611	706.484.598	677.501.742

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

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

3. Retribución asignada a entradas y salidas (€)

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	48.554.571	24.269.896	12.130.142
Salida	48.388.740	24.201.759	12.105.686
Total	96.943.311	48.471.655	24.235.828

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

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	0,131498	0,068610	0,035772
Salida	0,131498	0,068610	0,035772
Peaje medio	0,131498	0,068610	0,035772

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

Entrada/Salida	Año de gas 2024	Año de gas 2025	Año de gas 2026
Entrada	141,5%	-47,8%	-47,9%
Salida	141,5%	-47,8%	-47,9%
Peaje medio	141,5%	-47,8%	-47,9%

Fuente: CNMC

8. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REDES LOCALES

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

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

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

En consecuencia, en el año de gas 2024 se imputa a los peajes de redes locales 1.458,8 M€, de los cuales el 9,8% corresponde a la red de influencia local, el 4,4% corresponde a la red de transporte secundario y el 85,8% corresponde a la red de distribución.

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

Retribución asignada a los peajes de redes locales (€)	Año de gas 2024	% sobre el total
Retribución de la red de influencia local	142.593.391	9,8%
Retribución a la inversión	84.268.536	5,8%
Retribución O&M	49.780.122	3,4%
Gas de Operación	8.544.733	0,6%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	64.268.541	4,4%
Retribución a la inversión	39.577.653	2,7%
Retribución O&M	20.003.608	1,4%
Gas de Operación	4.687.280	0,3%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.251.987.883	85,8%
Retribución de las redes	1.251.987.883	85,8%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.
Total	1.458.849.814	100,0%

Fuente: CNMC

8.2. Variables de facturación consideradas en la asignación

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

	Año gas 2024
Retribución de la red de distribución (€) (A)	1.251.987.883
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 2024
Retribución de la distribución asignada por puntos de suministro	181.037.448
Retribución de la distribución asignada por capacidad	1.070.950.435
Total	1.251.987.883

Fuente: CNMC

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

Retribución de la actividad de distribución cuyo inductor de coste es la capacidad (€) (A)	1.070.950.435
% 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	112.449.796
P ≤ 4 bar	958.500.639

Fuente: CNMC

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

Retribución de redes locales (€)	Año de gas 2024	% sobre el total
Presión (P) > 60 bar	134.048.658	10,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	59.581.261	4,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	112.449.796	8,9%
P ≤ 4 bar	958.500.639	75,8%
Total	1.264.580.353	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 2017¹⁹, día de mayor demanda registrada en los cuatro años anteriores al inicio del periodo regulatorio. En el Cuadro 73 se muestra la asignación de la retribución asociada a las redes locales cuyo inductor de coste es la capacidad. Los coeficientes α_j^i resultan de aplicar al escenario de flujos lo establecido en el Anexo II.5 de la Circular 6/2020.

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

Nivel de presión tarifario	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asociada al nivel de presión, excluido el gas de operación (Cd _i) (€)	Nivel de presión a que se asigna la retribución del nivel de presión tarifario	α^i_j	Retribución asignada a cada nivel de presión (€)
NP0 (P ≤ 4 bar)	958.500.639	NP0	$\alpha^0_{0,p}$ 1,0000	958.500.639
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	112.449.796	NP1	$\alpha^1_{1,p}$ 0,4073	45.805.119
		NP0	$\alpha^1_{0,p}$ 0,5927	66.644.677
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	59.581.261	NP2	$\alpha^2_{2,p}$ 0,4105	24.457.332
		NP1	$\alpha^2_{1,p}$ 0,2267	13.504.525
		NP0	$\alpha^2_{0,p}$ 0,3629	21.619.403
NP3 (P > 60 bar)	134.048.658	NP3	$\alpha^3_{3,p}$ 0,5046	67.645.349
		NP2	$\alpha^3_{2,p}$ 0,0524	7.027.611
		NP1	$\alpha^3_{1,p}$ 0,1780	23.867.320
		NP0	$\alpha^3_{0,p}$ 0,2649	35.508.378

Fuente: CNMC

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

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

Nivel de presión tarifario	Nivel de presión de la red asignada	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal asignada al nivel de presión tarifario (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término fijo (€)	Retribución cuyo inductor de coste es el caudal, excluido el gas de operación, asignada al término variable (€)
NP0	NP0	958.500.639	958.500.639	66.644.677
	NP1	66.644.677		
	NP2	21.619.403		
	NP3	35.508.378		
	Total retribución	1.082.273.098		
NP1	NP1	45.805.119	45.805.119	13.504.525
	NP2	13.504.525		
	NP3	23.867.320		
	Total retribución	83.176.963		
NP2	NP2	24.457.332	24.457.332	7.027.611
	NP3	7.027.611		
	Total retribución	31.484.944		
NP3	NP3	67.645.349	67.645.349	-
	Total retribución	67.645.349		

Fuente: CNMC

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

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

I. Retribución a recuperar

Nivel de presión	Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar mediante un término fijo (€) (A)	Retribución a recuperar mediante un término variable (€) (B)
NP0 (P ≤ 4 bar)	958.500.639	123.772.459
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	45.805.119	37.371.845
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	24.457.332	7.027.611
NP3 (P > 60 bar)	67.645.349	-
Total	1.096.408.439	168.171.915

II. Variables inductoras del coste

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

III. Coste unitarios fijos y variables

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 (P ≤ 4 bar)	1,818	1,752
NP1 (4 bar < P ≤ 16 bar)	0,132	0,447
NP2 (16 bar < P ≤ 60 bar)	0,224	0,233
NP3 (P > 60 bar)	0,110	-

Fuente: CNMC

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día y año) (A)				
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	79.079.552	133.163	-	-	
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	189.175.351	12.515	333	93	
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	55.085.531	54.722	2.534	1.073	
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	46.305.401	455.412	5.900	4.798	
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	94.392.732	4.689.363	70.047	30.653	
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	32.934.382	15.480.146	467.291	23.793	
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	16.304.830	33.495.288	1.664.625	134.808	
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	12.868.081	63.340.061	4.066.378	603.831	
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	1.175.815	91.237.036	7.629.610	3.510.009	
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	105.380.583	36.813.134	18.844.917	
RL.11	C > 500.000.000	-	31.977.507	58.242.456	591.727.938	
Total		527.321.675	346.255.794	108.962.307	614.881.914	
Coste unitario fijo (€/MWh/día y año) (B)		1,8177	0,1323	0,2245	0,1100	
Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución cuyo inductor de costes es el caudal a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	143.741.107	17.616	-	-	143.758.723
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	343.859.742	1.656	75	10	343.861.482
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	100.127.719	7.239	569	118	100.135.645
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	84.168.277	60.245	1.324	528	84.230.374
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	171.575.526	620.341	15.722	3.372	172.214.962
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	59.864.078	2.047.821	104.887	2.618	62.019.404
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	29.636.919	4.430.989	373.636	14.831	34.456.375
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	23.390.019	8.379.063	912.726	66.430	32.748.238
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	2.137.252	12.069.468	1.712.518	386.149	16.305.387
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	13.940.475	8.262.959	2.073.196	24.276.630
RL.11	C > 500.000.000	-	4.230.206	13.072.916	65.098.097	82.401.220
Total		958.500.639	45.805.119	24.457.332	67.645.349	

Fuente: CNMC

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

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

	P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar
Coste unitario variable (€/MWh)	1,7518	0,4469363	0,2334	-

Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación (€) (C) = (A) * (B)				Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
		P ≤ 4 bar	4 bar < P ≤ 16 bar	16 bar < P ≤ 60 bar	P > 60 bar	
RL.1	C ≤ 5.000	18.600.128	5.018	-	-	18.605.146
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	39.764.649	766	13	-	39.765.427
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	12.226.683	2.954	71	-	12.229.708
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	11.531.578	26.295	169	-	11.558.042
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.136.530	283.876	2.224	-	21.422.630
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9.418.619	1.060.587	16.450	-	10.495.657
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	5.628.268	2.806.674	71.293	-	8.506.236
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	4.946.686	6.139.857	202.809	-	11.289.352
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	519.317	9.924.041	406.558	-	10.849.917
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	12.637.559	2.236.735	-	14.874.293
RL.11	C > 500.000.000	-	4.484.219	4.091.288	-	8.575.507
Total		123.772.459	37.371.845	7.027.611	-	

Fuente: CNMC

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)
RL.1	$C \leq 5.000$	143.758.723	18.605.146
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	343.861.482	39.765.427
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	100.135.645	12.229.708
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	84.230.374	11.558.042
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	172.214.962	21.422.630
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	62.019.404	10.495.657
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	34.456.375	8.506.236
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	32.748.238	11.289.352
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	16.305.387	10.849.917
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	24.276.630	14.874.293
RL.11	$C > 500.000.000$	82.401.220	8.575.507
Total		1.096.408.439	168.171.915

Fuente: CNMC

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

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

Retribución de distribución cuyo inductor de coste es el cliente (€) (A)	181.037.448
Número de clientes suministrados desde la red de distribución (B)	8.036.682
Coste unitario (€/cliente y mes) (C) = (A)/(B)	1,8772

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	4.594.552	103.498.668
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.363	67.226.935
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.599	8.573.526
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.559	1.138.905
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.235	478.348
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.209	72.291
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	1.072	24.138
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	657	14.790
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	282	6.354
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	142	3.199
RL.11	C > 500.000.000	13	293
Total		8.036.682	181.037.448

Fuente: CNMC

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

Retribución del gas de operación (€) (A)	13.232.013
Demanda suministrada desde redes locales (kWh) (B)	323.918.299
Coste unitario (€/kWh) (C) = (A)/(B)	0,0034

Peaje	Tamaño (kWh)	Volumen (kWh) (D)	Retribución del gas de operación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (C) * (D)
RL.1	C ≤ 5.000	10.628.701	434.181
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.700.570	927.315
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.986.519	285.398
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.643.796	271.398
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.711.562	519.265
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.827.088	319.735
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	9.820.999	401.186
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	17.548.417	716.850
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	25.029.386	1.022.447
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	42.683.905	1.743.631
RL.11	C > 500.000.000	161.337.357	6.590.606
Total		323.918.299	13.232.013

Fuente: CNMC

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

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€)			Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€)		
		Inductor de coste caudal	Inductor de coste cliente	Total	Retribución fija a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario	Retribución asociada al gas de operación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	143.758.723	103.498.668	247.257.391	18.605.146	434.181	19.039.326
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	343.861.482	67.226.935	411.088.417	39.765.427	927.315	40.692.742
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	100.135.645	8.573.526	108.709.171	12.229.708	285.398	12.515.106
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	84.230.374	1.138.905	85.369.279	11.558.042	271.398	11.829.440
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	172.214.962	478.348	172.693.310	21.422.630	519.265	21.941.895
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	62.019.404	72.291	62.091.695	10.495.657	319.735	10.815.392
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	34.456.375	24.138	34.480.513	8.506.236	401.186	8.907.422
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	32.748.238	14.790	32.763.028	11.289.352	716.850	12.006.202
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.305.387	6.354	16.311.741	10.849.917	1.022.447	11.872.364
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.276.630	3.199	24.279.829	14.874.293	1.743.631	16.617.924
RL.11	C > 500.000.000	82.401.220	293	82.401.513	8.575.507	6.590.606	15.166.113
Total		1.096.408.439	181.037.448	1.277.445.887	168.171.915	13.232.013	181.403.928

Fuente: CNMC

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

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

I. Retribución a recuperar

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (A)	Retribución a recuperar por el término variable de cada grupo tarifario (€) (B)
RL.1	C ≤ 5.000	247.257.391	19.039.326
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	411.088.417	40.692.742
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	108.709.171	12.515.106
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	85.369.279	11.829.440
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	172.693.310	21.941.895
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	62.091.695	10.815.392
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	34.480.513	8.907.422
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	32.763.028	12.006.202
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	16.311.741	11.872.364
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	24.279.829	16.617.924
RL.11	C > 500.000.000	82.401.513	15.166.113
Total		1.277.445.887	181.403.928

II. Variables inductoras del coste

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

III. Términos fijos y variables del peaje

Peaje	Tamaño (kWh)	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (C) / (A)	Coste unitario variable (€/kWh) (D) / (B)
RL.1	C ≤ 5.000	3,121436	0,001791
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,172906	0,001793
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	1,971374	0,001791
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,825241	0,001781
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,741162	0,001726
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,269623	0,001382
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,668233	0,000907
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,405090	0,000684
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,157522	0,000474
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,150770	0,000389
RL.11	C > 500.000.000	0,120833	0,000094

Fuente: CNMC

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (1)	Volumen de consumo (kWh)	Retribución a recuperar por el término fijo de cada grupo tarifario (€) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B) / (A)
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	79.212.715	10.628.701	247.257.391	53,815346
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	189.188.292	22.700.570	411.088.417	137,747305
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	55.143.860	6.986.519	108.709.171	285,621139
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	46.771.512	6.643.796	85.369.279	1.688,117421
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	99.182.795	12.711.562	172.693.310	8.128,268712
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	48.905.612	7.827.088	62.091.695	19.157,157470

Fuente: CNMC

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumo (kWh) a efectos de diseño del peaje (A)	Términos de facturación iniciales		Facturación por acceso a redes locales			Término de fijo final
			Término fijo por cliente (€/cliente y año) (B)	Término variable (€/kWh) (C)	Término fijo (€) (D) = (B)	Término variable (€) (E) = (A)*(C)	Facturación total (€) (F) = ((D) + (E))	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (F) del grupo anterior
RL.1	C ≤ 5.000	5.000	53,815346	0,001791	53,815346	8,956563	62,771909	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.000	137,747305	0,001793	137,747305	26,888802	164,636107	62,771909
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	50.000	285,621139	0,001791	285,621139	89,566112	375,187252	164,636107
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	300.000	1.688,117421	0,001781	1.688,117421	534,157283	2.222,274704	375,187252
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.500.000	8.128,268712	0,001726	8.128,268712	2.589,205245	10.717,473957	2.222,274704
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.000.000	19.157,157470	0,001382	19.157,157470	6.908,950292	26.066,107762	10.717,473957

Fuente: CNMC

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

I. Retribución recuperada a través del término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº de suministros (A)	Volumen de consumo (MWh) (B)	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C)	Facturación por el término fijo (€) (D) = (A) * (C) *12
RL.1	C ≤ 5.000	4.594.552	10.628.701	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.984.366	22.700.570	62,771909	187.334.372
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	380.606	6.986.519	164,636107	62.661.520
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	50.571	6.643.796	375,187252	18.973.482
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	21.246	12.711.562	2.222,274704	47.214.479
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.241	7.827.088	10.717,473957	34.737.206

II. Determinación del término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Retribución asignada al grupo tarifario (E)	Facturación por el término fijo (€) (D)	Retribución a recuperar por el término variable (€) (F) = (E) - (D)	Término variable (€/kWh) (F)/(B)
RL.1	C ≤ 5.000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	451.781.160	187.334.372	264.446.788	0,011649
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	121.224.278	62.661.520	58.562.758	0,008382
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	97.198.719	18.973.482	78.225.237	0,011774
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	194.635.206	47.214.479	147.420.726	0,011597
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	72.907.087	34.737.206	38.169.881	0,004877

Fuente: CNMC

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

I. Estructura fijo/variable del peaje RL.2

	Facturación peaje RL.2 (€)	% sobre total facturación (A)
Término fijo	187.334.372	41,5%
Término variable	264.446.788	58,5%
Total	451.781.160	100,0%

II. Determinación de los términos del peaje RL.1

Retribución asignada al peaje RL.1 (€) (B)	266.296.717
--	--------------------

	Término fijo	Término variable
Retribución a recuperar (€) (C) = (A) * (B)	110.421.887	155.874.830

	Nº de suministros	Volumen (MWh)
Variables de facturación (D)	4.594.552	10.628.701

	Término fijo por cliente (€/cliente y año) (C) / (D)	Término variable (€/kWh) (C) / (D)
Términos del peaje RL.1	24,033223	0,014665

Fuente: CNMC

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

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)	% de término fijo
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)		
RL.1	C ≤ 5.000	24,033223	0,014665	3,121436	0,001791	0,02505	41,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	62,771909	0,011649	2,172906	0,001793	0,01990	41,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	164,636107	0,008382	1,971374	0,001791	0,01735	51,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	375,187252	0,011774	1,825241	0,001781	0,01463	19,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.222,274704	0,011597	1,741162	0,001726	0,01531	24,3%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.717,473957	0,004877	1,269623	0,001382	0,00931	47,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000			0,668233	0,000907	0,00442	79,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000			0,405090	0,000684	0,00255	73,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000			0,157522	0,000474	0,00113	57,9%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000			0,150770	0,000389	0,00096	59,4%
RL.11	C > 500.000.000			0,120833	0,000094	0,00060	84,5%

Fuente: CNMC

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

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

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

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

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022			Facturación a los precios del año de gas 2024			% variación 2024 sobre 2023		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
Sumistrados desde la red T&D		22.581	149.451.012	21.602.121	102.286.962	105.337.737	207.624.699	214.818.628	31.031.141	245.849.770	110,0%	-70,5%	18,4%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	69.219.143	95.092.560	164.311.703	162.615.820	20.535.815	183.151.635	134,9%	-78,4%	11,5%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	5.607.224	936.400	6.543.624	8.340.276	1.115.496	9.455.772	48,7%	19,1%	44,5%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	12.642.778	3.004.529	15.647.306	20.277.442	3.386.320	23.663.762	60,4%	12,7%	51,2%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	14.817.818	6.304.248	21.122.066	23.585.091	5.993.510	29.578.601	59,2%	-4,9%	40,0%
Suministrados desde plantas satélite		169.390	9.107.597	1.345.544	9.324.916	9.817.092	19.142.009	18.175.509	2.177.472	20.352.981	94,9%	-77,8%	6,3%
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.326.380	2.224.364	4.550.744	4.449.074	369.966	4.819.040	91,2%	-83,4%	5,9%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	3.351.847	3.249.932	6.601.779	6.453.789	643.023	7.096.811	92,5%	-80,2%	7,5%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.088.413	1.349.119	2.437.532	2.389.504	288.218	2.677.721	119,5%	-78,6%	9,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.077.683	936.425	2.014.107	1.625.969	255.412	1.881.380	50,9%	-72,7%	-6,6%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	816.957	995.583	1.812.540	1.737.215	290.584	2.027.799	112,6%	-70,8%	11,9%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	436.931	843.888	1.280.819	1.078.257	200.909	1.279.166	146,8%	-76,2%	-0,1%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	162.218	172.819	335.037	337.577	74.818	412.394	108,1%	-56,7%	23,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	64.488	44.964	109.452	104.124	54.544	158.669	61,5%	21,3%	45,0%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022			Facturación a los precios del año de gas 2024			% variación 2024 sobre 2023		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
Sumistrados desde la red T&D		21.870	114.156.292	14.993.895	26.800.951	140.188.829	166.989.781	55.805.364	157.419.447	213.224.811	108,2%	12,3%	27,7%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	18.248.427	131.699.568	149.947.995	45.072.463	137.973.715	183.046.178	147,0%	4,8%	22,1%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.910.373	2.891.918	4.802.290	1.644.483	7.494.670	9.139.153	-13,9%	159,2%	90,3%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	6.642.151	5.597.344	12.239.496	9.088.418	11.951.062	21.039.480	36,8%	113,5%	71,9%
Suministrados desde plantas satélite		169.371	8.345.379	1.183.331	4.726.425	13.447.568	18.173.993	8.601.899	12.906.713	21.508.612	82,0%	-4,0%	18,3%
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.423.383	3.177.308	4.600.692	2.685.135	3.028.907	5.714.042	88,6%	-4,7%	24,2%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	1.680.251	4.581.471	6.261.722	2.978.424	4.178.762	7.157.185	77,3%	-8,8%	14,3%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	696.077	1.836.153	2.532.229	1.475.925	1.348.676	2.824.601	112,0%	-26,5%	11,5%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	429.295	1.370.497	1.799.791	357.012	1.688.975	2.045.987	-16,8%	23,2%	13,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	266.189	1.501.287	1.767.476	497.533	1.952.341	2.449.875	86,9%	30,0%	38,6%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	231.231	980.853	1.212.083	607.870	709.052	1.316.922	162,9%	-27,7%	8,6%

Fuente: CNMC

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

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

Cuadro 90).

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

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 3			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
Sumistrados desde la red T&D		22.581	149.451.012	21.602.121	102.286.962	105.337.737	207.624.699	200.308.012	27.518.546	227.826.558	32.673.683	-25.939.730	6.733.953	134.960.645	79.398.007	214.358.652	31,9%	-24,6%	3,2%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	69.219.143	95.092.560	164.311.703	151.874.681	18.374.659	170.249.341	27.551.846	-25.572.634	1.979.212	96.770.989	69.519.927	166.290.916	39,8%	-26,9%	1,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	5.607.224	936.400	6.543.624	7.789.382	998.103	8.787.485	727.386	20.568	747.954	6.334.610	956.968	7.291.577	13,0%	2,2%	11,4%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	12.642.778	3.004.529	15.647.306	18.854.214	2.993.161	21.847.375	2.070.479	-3.789	2.066.690	14.713.256	3.000.740	17.713.996	16,4%	-0,1%	13,2%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	14.817.818	6.304.248	21.122.066	21.789.734	5.152.622	26.942.357	2.323.932	-383.875	1.940.097	17.141.790	5.920.373	23.062.163	15,7%	-6,1%	9,2%
Sumistrados desde plantas satélite		169.390	9.107.597	1.345.544	9.324.916	9.817.092	19.142.009	17.019.428	1.943.216	18.962.645	2.564.837	-2.624.625	-59.788	11.889.754	7.192.467	19.082.221	27,5%	-26,7%	-0,3%
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.326.380	2.224.364	4.550.744	4.184.350	331.679	4.516.029	619.323	-630.895	-11.571	2.945.704	1.593.469	4.539.172	26,6%	-28,4%	-0,3%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	3.351.847	3.249.932	6.601.779	6.047.197	576.517	6.623.714	898.450	-891.138	7.312	4.250.297	2.358.794	6.609.091	26,8%	-27,4%	0,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.088.413	1.349.119	2.437.532	2.236.041	258.392	2.494.433	382.543	-363.576	18.967	1.470.956	985.543	2.456.499	35,1%	-26,9%	0,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.077.683	936.425	2.014.107	1.519.207	228.916	1.748.123	147.175	-235.836	-88.661	1.224.857	700.589	1.925.446	13,7%	-25,2%	-4,4%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	816.957	995.583	1.812.540	1.622.468	260.003	1.882.471	268.504	-245.193	23.310	1.085.461	750.390	1.835.850	32,9%	-24,6%	1,3%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	436.931	843.888	1.280.819	1.002.577	177.583	1.180.160	188.549	-222.102	-33.553	625.479	621.786	1.247.266	43,2%	-26,3%	-2,6%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	162.218	172.819	335.037	311.880	64.321	376.200	49.887	-36.166	13.721	212.105	136.653	348.758	30,8%	-20,9%	4,1%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	64.488	44.964	109.452	95.708	45.805	141.513	10.407	281	10.687	74.895	45.244	120.139	16,1%	0,6%	9,8%

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(A)			Facturación a precios del año de gas 2026 (B)			Diferencia (C) = [(B) - (A)] / 3			Facturación a precios periodo transitorio (D) = (A) + (C)			% variación (D) sobre (A)		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total
Sumistrados desde la red T&D		21.870	114.156.292	14.993.895	26.800.951	140.188.829	166.989.781	52.009.266	146.612.788	198.622.054	8.402.772	2.141.319	10.544.091	35.203.723	142.330.149	177.533.872	31,4%	1,5%	6,3%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	18.248.427	131.699.568	149.947.995	42.008.556	128.538.581	170.547.138	7.920.043	-1.053.662	6.866.381	26.168.470	130.645.906	156.814.376	43,4%	-0,8%	4,6%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.910.373	2.891.918	4.802.290	1.532.696	6.982.158	8.514.853	-125.892	1.363.413	1.237.521	1.784.480	4.255.331	6.039.811	-6,6%	47,1%	25,8%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	6.642.151	5.597.344	12.239.496	8.468.014	11.092.049	19.560.063	608.621	1.831.568	2.440.189	7.250.772	7.428.912	14.679.685	9,2%	32,7%	19,9%
Sumistrados desde plantas satélite		169.371	8.345.379	1.183.331	4.726.425	13.447.568	18.173.993	7.886.954	12.030.780	19.917.734	1.053.510	-472.263	581.247	5.779.935	12.975.306	18.755.240	22,3%	-3,5%	3,2%
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.423.383	3.177.308	4.600.692	2.465.172	2.830.321	5.295.493	347.263	-115.662	231.600	1.770.646	3.061.646	4.832.292	24,4%	-3,6%	5,0%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	1.680.251	4.581.471	6.261.722	2.722.818	3.888.099	6.610.917	347.522	-231.124	116.398	2.027.773	4.350.347	6.378.120	20,7%	-5,0%	1,9%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	696.077	1.836.153	2.532.229	1.344.450	1.253.152	2.597.602	216.125	-194.334	21.791	912.201	1.641.819	2.554.020	31,0%	-10,6%	0,9%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	429.295	1.370.497	1.799.791	324.426	1.582.288	1.906.714	-34.956	70.597	35.641	394.339	1.441.094	1.835.432	-8,1%	5,2%	2,0%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	266.189	1.501.287	1.767.476	463.712	1.818.833	2.282.545	65.841	105.849	171.690	332.030	1.607.135	1.939.166	24,7%	7,1%	9,7%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	231.231	980.853	1.212.083	566.375	658.087	1.224.462	111.715	-107.589	4.126	342.946	873.264	1.216.210	48,3%	-11,0%	0,3%

Fuente: CNMC

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

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación del periodo transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh)
Suministrados desde la red T&D		22.581	149.451.012	21.602.121	134.960.645	79.398.007	214.358.652		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	96.770.989	69.519.927	166.290.916	1,036147	0,005843
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	6.334.610	956.968	7.291.577	1,322448	0,001481
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	14.713.256	3.000.740	17.713.996	0,921235	0,001224
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	17.141.790	5.920.373	23.062.163	0,485676	0,000896
Suministrados desde plantas satélite		169.390	9.107.597	1.345.544	11.889.754	7.326.253	19.216.007		
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.945.704	1.605.040	4.550.744	2,066682	0,007771
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	4.250.297	2.358.794	6.609.091	1,431019	0,006576
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.470.956	985.543	2.456.499	1,213559	0,006125
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.224.857	789.250	2.014.107	1,374971	0,005502
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	1.085.461	750.390	1.835.850	1,087927	0,004457
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	625.479	655.339	1.280.819	0,736488	0,004507
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	212.105	136.653	348.758	0,419862	0,001657
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	74.895	45.244	120.139	0,291374	0,000568

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación del periodo transitorio (B)			Términos de los peajes (B)/(A)	
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo	Facturación término variable	Total	Término fijo (€/cliente/año)	Término variable (€/kWh)
Suministrados desde la red T&D		21.870	114.156.292	14.993.895	35.203.723	142.330.149	177.533.872		
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	26.168.470	130.645.906	156.814.376	1.290,22	0,010981
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.784.480	4.255.331	6.039.811	2.411,46	0,006585
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	7.250.772	7.428.912	14.679.685	8.550,44	0,003031
Suministrados desde plantas satélite		169.371	8.345.379	1.183.331	5.779.935	12.975.306	18.755.240		
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	1.770.646	3.061.646	4.832.292	15,85	0,014824
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	2.027.773	4.350.347	6.378.120	42,74	0,012128
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	912.201	1.641.819	2.554.020	101,75	0,010204
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	394.339	1.441.094	1.835.432	414,41	0,010046
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	332.030	1.607.135	1.939.166	1.483,04	0,009547
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	342.946	873.264	1.216.210	6.046,54	0,006006

Fuente: CNMC

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

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

Facturación por caudal		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios del año de gas 2024 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
Suministrados desde la red T&D		22.581	149.451.012	21.602.121	214.818.628	31.031.141	245.849.770	134.960.645	79.398.007	214.358.652	-79.857.983	48.366.865	-31.491.118
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	162.615.820	20.535.815	183.151.635	96.770.989	69.519.927	166.290.916	-65.844.831	48.984.112	-16.860.719
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	8.340.276	1.115.496	9.455.772	6.334.610	956.968	7.291.577	-2.005.666	-158.529	-2.164.194
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	20.277.442	3.386.320	23.663.762	14.713.256	3.000.740	17.713.996	-5.564.186	-385.580	-5.949.766
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226	23.585.091	5.993.510	29.578.601	17.141.790	5.920.373	23.062.163	-6.443.300	-73.138	-6.516.438
Suministrados desde plantas satélite		169.390	9.107.597	1.345.544	18.175.509	2.177.472	20.352.981	11.889.754	7.326.253	19.216.007	-6.285.755	5.148.781	-1.136.975
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	4.449.074	369.966	4.819.040	2.945.704	1.605.040	4.550.744	-1.503.371	1.235.075	-268.296
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	6.453.789	643.023	7.096.811	4.250.297	2.358.794	6.609.091	-2.203.492	1.715.771	-487.721
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	2.389.504	288.218	2.677.721	1.470.956	985.543	2.456.499	-918.548	697.325	-221.223
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	1.625.969	255.412	1.881.380	1.224.857	789.250	2.014.107	-401.111	533.838	132.727
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	1.737.215	290.584	2.027.799	1.085.461	750.390	1.835.850	-651.754	459.806	-191.948
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	1.078.257	200.909	1.279.166	625.479	655.339	1.280.819	-452.778	454.430	1.653
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	505.178	82.491	337.577	74.818	412.394	212.105	136.653	348.758	-125.472	61.835	-63.636
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	257.040	79.723	104.124	54.544	158.669	74.895	45.244	120.139	-29.230	-9.300	-38.530
Impacto del transitorio												-32.628.093	

Facturación por cliente		Previsión variables facturación. Año de gas 2024			Facturación a precios del año de gas 2024 (A)			Facturación a precios del periodo transitorio (B)			Diferencia [(B) - (A)]		
Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Nº de suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen de consumo (MWh)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)	Facturación término fijo (€)	Facturación término variable (€)	Total (€)
Suministrados desde la red T&D		21.870	114.156.292	14.993.895	55.805.364	157.419.447	213.224.811	35.203.723	142.330.149	177.533.872	-20.601.641	-15.089.298	-35.690.939
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980	45.072.463	137.973.715	183.046.178	26.168.470	130.645.906	156.814.376	-18.903.992	-7.327.809	-26.231.802
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239	1.644.483	7.494.670	9.139.153	1.784.480	4.255.331	6.039.811	139.997	-3.239.339	-3.099.342
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676	9.088.418	11.951.062	21.039.480	7.250.772	7.428.912	14.679.685	-1.837.646	-4.522.150	-6.359.796
Suministrados desde plantas satélite		169.371	8.345.379	1.183.331	8.601.899	12.906.713	21.508.612	5.779.935	12.975.306	18.755.240	-2.821.964	68.592	-2.753.372
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	1.425.330	206.533	2.685.135	3.028.907	5.714.042	1.770.646	3.061.646	4.832.292	-914.489	32.739	-881.750
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	2.970.118	358.712	2.978.424	4.178.762	7.157.185	2.027.773	4.350.347	6.378.120	-950.651	171.586	-779.065
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	1.212.101	160.897	1.475.925	1.348.676	2.824.601	912.201	1.641.819	2.554.020	-563.724	293.143	-270.581
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	890.824	143.447	357.012	1.688.975	2.045.987	394.339	1.441.094	1.835.432	37.327	-247.882	-210.555
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	997.733	168.343	497.533	1.952.341	2.449.875	332.030	1.607.135	1.939.166	-165.503	-345.206	-510.709
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	849.273	145.398	607.870	709.052	1.316.922	342.946	873.264	1.216.210	-264.925	164.212	-100.712
Impacto del transitorio												-38.444.311	

Fuente: CNMC

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

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Impacto del transitorio en facturación por caudal (€) (A)	Impacto del transitorio en la facturación por cliente (€) (B)	Coste que se debe imputar al resto de los peajes durante el periodo transitorio MAX (A,B)
Sumistrados desde la red T&D		31.491.118	35.690.939	42.207.378
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	16.860.719	26.231.802	26.231.802
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.164.194	3.099.342	3.099.342
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.949.766	6.359.796	6.359.796
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	6.516.438	n.a.	6.516.438
Suministrados desde plantas satélite		1.136.975	2.753.372	2.855.538
RLPS.1	C ≤ 5.000	268.296	881.750	881.750
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	487.721	779.065	779.065
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	221.223	270.581	270.581
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-132.727	210.555	210.555
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	191.948	510.709	510.709
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-1.653	100.712	100.712
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	63.636	n.a.	63.636
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	38.530	n.a.	38.530
Total				45.062.915

Fuente: CNMC

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

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

Cuadro 93. Asignación del déficit de ingresos por aplicación del periodo transitorio al resto de los peajes

Facturación por cliente o caudal

Reintegración a recuperar (E) **45.062.915**

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Previsión variables facturación. Año de gas 2024 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(B)			Facturación a precios del año de gas 2024 (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)					
		Nº suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/a)	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		7.867.588	1.588.314.093	322.572.754	435.901.753	612.937.903	1.048.839.656	563.145.514	630.821.213	1.193.966.728			-84.009.552	47,5%	52,5%	100,0%	584.570.933	654.458.710	1.239.029.643						
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	77.787.385	10.422.168	123.484.828	160.543.072	284.027.900	107.736.752	152.845.923	260.582.676			-15.748.076	-7.697.149	-23.445.225	18,7%	9,2%	27,9%	116.184.056	156.974.692	273.158.748	25,92	0,0150616		
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	186.218.173	22.341.858	201.670.434	281.060.576	482.731.011	184.355.948	260.268.026	444.623.974			-17.314.487	-20.792.550	-38.107.037	20,6%	24,8%	45,4%	193.643.478	271.421.197	465.064.675	65,93	0,0121486		
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	53.931.759	6.825.622	64.474.203	71.232.191	135.706.394	61.185.595	57.214.081	118.399.676			-3.288.608	-14.018.110	-17.306.718	3,9%	16,7%	20,6%	62.949.612	64.733.427	127.683.039	169,38	0,0094839		
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	45.880.687	6.500.349	21.745.307	78.095.187	99.840.494	18.616.470	76.536.262	95.152.732			-3.128.837	-1.558.925	-4.687.762	3,7%	1,9%	5,6%	20.294.786	77.372.473	97.667.259	409,01	0,0119028		
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0				
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0				
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.336	32.085.109	5.231.014	24.526.981	22.006.876	46.533.857	25.040.918	25.509.767	50.550.685			513.937	3.502.891	4.016.828	0,0%	0,0%	0,0%	25.040.918	25.509.767	50.550.685	10,717,47	0,0048766		
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0				
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	385	15.799.651	3.130.282	11.076.930	2.782.821	13.859.751	10.557.845	2.839.094	13.396.940			-519.085	56.274	-462.811	0,6%	0,0%	0,6%	10.806.098	2.839.094	13.645.193			0,6839454	0,0009070
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	35.294.721	6.608.226									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0				
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000	680	80.621.311	17.468.694	31.233.180	10.970.340	42.203.520	32.658.903	11.951.658	44.610.561			1.425.724	981.318	2.407.042	0,0%	0,0%	0,0%	32.658.903	11.951.658	44.610.561			0,0000000	0,0000000
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000	310	103.552.470	25.029.396	16.178.106	11.213.165	27.391.271	16.311.741	11.872.364	28.184.105			133.635	659.199	792.834	0,0%	0,0%	0,0%	16.311.741	11.872.364	28.184.105			0,1575215	0,0004743
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000	190	161.038.634	42.683.905	22.403.071	15.835.729	38.328.800	24.279.829	16.617.924	40.897.753			1.786.757	782.196	2.568.953	0,0%	0,0%	0,0%	24.279.829	16.617.924	40.897.753			0,1507702	0,0003893
RL.11	C > 500.000.000	101	681.947.901	161.337.357	79.361.687	13.068.326	92.430.013	82.401.513	15.166.113	97.567.626			3.039.826	2.097.788	5.137.613	0,0%	0,0%	0,0%	82.401.513	15.166.113	97.567.626			0,1208326	0,0000940

(*) Sólo se aplica el incremento a aquellos peajes con facturación inferior al año anterior

Determinación del término por caudal de clientes sin obligación de telemedida

Reintegración a recuperar por consumidores sin telemedida (E) **44.814.662**

Peaje transitorio	Tamaño (kWh)	Previsión variables facturación. Año de gas 2024 (A)			Facturación a precios de la Resolución de 19 de mayo de 2022(B)			Facturación a precios del año de gas 2024 (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)			
		Nº suministros	Capacidad contratada equivalente (kWh/a)	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		7.865.211	510.009.405	66.314.905	972.544.018	96.245.394	1.068.789.412	878.241.918	89.748.161	967.990.079			-100.799.333	92,7%	7,3%	100,0%	919.798.664	93.006.078	1.012.804.741				
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	77.787.385	10.422.168	262.037.154	21.334.177	283.371.331	242.808.317	18.669.361	261.477.677			-19.228.837	-2.664.817	-21.893.654	19,1%	2,6%	21,7%	251.367.320	19.854.119	271.211.439	3,2313378	0,0019050
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	186.218.173	22.341.858	453.444.231	43.343.205	496.787.436	404.634.628	40.049.720	444.684.348			-48.809.603	-3.293.485	-52.103.088	48,4%	3,3%	51,7%	426.335.029	41.513.980	467.849.008	2,2894384	0,0018581
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	53.931.759	6.825.622	118.517.576	12.845.821	131.363.396	106.319.667	12.226.889	118.546.556			-12.197.908	-618.932	-12.816.840	12,1%	0,6%	12,7%	111.742.770	12.502.061	124.244.832	2,0719289	0,0018316
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	45.880.687	6.500.349	93.934.147	12.324.661	106.258.807	83.743.311	11.574.028	95.317.339			-10.190.836	-750.632	-10.941.468	10,1%	0,7%	10,9%	88.274.083	11.907.754	100.181.838	1,9239922	0,0018319
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	20.282	93.394.999	11.896.980									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0		
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	4.790.063	646.239									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0		
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2.336	32.085.109	5.231.014	44.610.910	6.397.530	51.008.440	40.735.995	7.228.163	47.964.158			-3.874.915	830.633	-3.044.282	3,0%	0,0%	3,0%	42.089.461	7.228.163	49.317.624	1,3118067	0,0013818
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	15.971.230	2.450.676									0	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0		

(*) Sólo se aplica el incremento a aquellos peajes con facturación inferior al año anterior

Fuente: CNMC

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

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

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
Suministrados desde la red T&D						
RL.1	C ≤ 5.000	25,918	0,015062	3,23134	0,001905	0,02621
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	65,934	0,012149	2,28944	0,001858	0,02082
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169,383	0,009484	2,07193	0,001832	0,01871
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	409,011	0,011903	1,92399	0,001832	0,01502
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.290,223	0,010981	1,03615	0,005843	0,01318
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.411,460	0,006585	1,32245	0,001481	0,00935
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.717,474	0,004877	1,31181	0,001382	0,00966
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.550,439	0,003031	0,92124	0,001224	0,00599
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,68395	0,000907	0,00436
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,48568	0,000896	0,00349
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	-	-	0,40509	0,000684	0,00255
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,15752	0,000474	0,00113
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,15077	0,000389	0,00096
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,12083	0,000094	0,00060
Sumistrados desde planta satélite						
RLPS.1	C ≤ 5.000	15,848	0,014824	2,06668	0,007771	0,02340
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	42,736	0,012128	1,43102	0,006576	0,01778
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	101,754	0,010204	1,21356	0,006125	0,01587
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	414,415	0,010046	1,37497	0,005502	0,01280
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.483,042	0,009547	1,08793	0,004457	0,01152
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.046,538	0,006006	0,73649	0,004507	0,00836
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,41986	0,001657	0,00423
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,29137	0,000568	0,00151
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	-	-	0,15752	0,000474	n.a.
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	-	-	0,15077	0,000389	n.a.
RL.11	C > 500.000.000 kWh	-	-	0,12083	0,000094	n.a.

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: Resolución de 19 de mayo 2022 y CNMC

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

Retribución asignada a los peajes de distribución (€)	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución de la red de influencia local	145.139.970	142.593.391	-1,8%
Retribución a la inversión	90.807.470	84.268.536	-7,2%
Retribución O&M	49.378.153	49.780.122	0,8%
Gas de Operación	4.954.347	8.544.733	72,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Retribución de la red de transporte secundario	66.047.734	64.268.541	-2,7%
Retribución a la inversión	43.330.720	39.577.653	-8,7%
Retribución O&M	19.999.269	20.003.608	0,0%
Gas de Operación	2.717.746	4.687.280	72,5%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Retribución de la red de distribución	1.307.470.772	1.251.987.883	-4,2%
Retribución de las redes	1.307.470.772	1.251.987.883	-4,2%
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	n.a.
Total	1.518.658.477	1.458.849.814	-3,9%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

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

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

Resolución de peajes 2024 (B)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (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	24,033223	0,014665	3,121	0,001791	0,025054
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	62,771909	0,011649	2,173	0,001793	0,019902
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	164,636107	0,008382	1,971	0,001791	0,017351
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	375,187252	0,011774	1,825	0,001781	0,014630
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.222,274704	0,011597	1,741	0,001726	0,015312
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.717,473957	0,004877	1,270	0,001382	0,009315
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,668	0,000907	0,004418
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,405	0,000684	0,002551
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,158	0,000474	0,001126
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,151	0,000389	0,000958
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,121	0,000094	0,000605

% variación (B) sobre (A)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media
		Término fijo por cliente	Término variable por volumen	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	-12,8%	-1,5%	-6,1%	-3,4%	-6,5%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-8,6%	-5,2%	-9,7%	-3,4%	-6,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-5,1%	-18,6%	-9,3%	-3,4%	-12,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-11,1%	-1,2%	-9,9%	-3,4%	-3,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-2,9%	15,9%	-11,1%	-3,3%	10,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3,9%	26,1%	-8,3%	13,6%	14,4%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	-1,2%	2,3%	-0,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	5,6%	9,5%	6,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	5,6%	15,6%	9,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	12,5%	13,0%	12,7%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	20,2%	39,0%	22,8%

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

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

1. Consumidores suministrados desde redes de transporte y distribución

Resolución peajes 2023 (A)

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

Resolución de peajes 2024 (B)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RL.1	C ≤ 5.000	25,917594	0,015062	3,231	0,001905	0,026209
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	65,934248	0,012149	2,289	0,001858	0,020816
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169,382663	0,009484	2,072	0,001832	0,018706
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	409,011196	0,011903	1,924	0,001832	0,015025
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.290,223034	0,010981	1,036	0,005843	0,013181
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.411,459847	0,006585	1,322	0,001481	0,009346
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.717,473957	0,004877	1,312	0,001382	0,009664
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	8.550,439006	0,003031	0,921	0,001224	0,005990
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,684	0,000907	0,004359
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,486	0,000896	0,003490
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,405	0,000684	0,002554
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,158	0,000474	0,001126
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,151	0,000389	0,000958
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,121	0,000094	0,000605

% 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	-5,9%	-2,2%	-4,1%	-6,9%	-3,83%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-4,0%	-3,4%	-6,0%	-4,2%	-3,66%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-2,4%	-9,1%	-5,7%	-2,7%	-5,91%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-6,7%	-0,9%	-6,0%	-3,4%	-2,18%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	43,4%	-0,8%	39,8%	-26,9%	-4,56%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-6,6%	47,1%	13,0%	2,2%	-7,70%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	2,1%	15,9%	-5,7%	13,0%	8,63%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	9,2%	32,7%	16,4%	-0,1%	-6,18%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	-2,4%	2,0%	-1,55%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	15,7%	-6,1%	9,19%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	4,6%	8,9%	5,70%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,8%	5,9%	2,89%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	7,9%	4,9%	6,70%
RL.11	C > 500.000.000	-	-	3,8%	16,1%	5,56%

2. Consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite

Resolución peajes 2023 (A)

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

Resolución de peajes 2024 (B)

Peaje	Tamaño (kWh)	Consumidores que no dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Consumidores que dispongan del equipo de medida que permita el registro del caudal máximo demandado		Facturación media (€/kWh) (1)
		Término fijo por cliente (€/cliente y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	Término fijo por capacidad (€/kWh/día y año)	Término variable por volumen (€/kWh)	
RLPS.1	C ≤ 5.000	15,848117	0,014824	2,066682	0,007771	0,023397
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	42,736423	0,012128	1,431019	0,006576	0,017781
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	101,753987	0,010204	1,213559	0,006125	0,015874
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	414,414598	0,010046	1,374971	0,005502	0,012795
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.483,041811	0,009547	1,087927	0,004457	0,011519
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.046,538493	0,006006	0,736488	0,004507	0,008365
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-	-	0,419862	0,001657	0,004228
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-	-	0,291374	0,000568	0,001507
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	-	0,157522	0,000474	n.a.
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	-	0,150770	0,000389	n.a.
RL.11	C > 500.000.000	-	-	0,120833	0,000094	n.a.

% variación (B) sobre (A)

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

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

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

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

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

1. Previsión de la retribución de redes locales

Retribución del transporte (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución de la red de influencia local	134.048.658	126.663.300	119.815.094
Retribución de la red de transporte secundario	72.813.274	62.392.276	55.322.352
Retribución de la red de distribución	1.251.987.883	1.204.180.013	1.168.324.112
Total	1.458.849.814	1.393.235.589	1.343.461.558

2. Previsión de las variables de facturación

Nº de consumidores

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

Capacidad contratada equivalente (MWh/día)

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

Volumen (MWh)

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

3. Retribución asignada a cada grupo tarifario

Retribución asignada al término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	247.257.391	236.732.100	228.762.387
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	411.088.417	392.784.017	378.875.615
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	108.709.171	103.805.124	100.075.895
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	85.369.279	83.151.054	81.558.874
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	172.693.310	168.186.432	164.958.433
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	62.091.695	60.477.849	59.306.372
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	34.480.513	33.464.452	32.715.951
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	32.763.028	31.730.067	30.961.165
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	16.311.741	15.704.236	15.241.834
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	24.279.829	23.333.905	22.583.294
RL.11	$C > 500.000.000$	82.401.513	77.524.852	72.906.966
Total		1.277.445.887	1.226.894.089	1.187.946.787

Retribución asignada al término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	19.039.326	17.787.751	16.791.174
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	40.692.742	38.016.875	35.886.082
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	12.515.106	11.692.761	11.037.996
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	11.829.440	11.281.787	10.841.750
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	21.941.895	20.910.105	20.083.310
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.815.392	10.262.753	9.820.740
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	8.907.422	8.350.345	7.909.721
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	12.006.202	11.126.678	10.436.515
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	11.872.364	10.781.606	9.936.884
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	16.617.924	14.943.534	13.682.973
RL.11	$C > 500.000.000$	15.166.113	11.187.306	9.087.626
Total		181.403.928	166.341.500	155.514.771

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

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

Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	24,033223	22,919306	22,064450
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	62,771909	59,727994	57,384870
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	164,636107	156,356083	149,970419
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	375,187252	355,865605	340,943242
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	2.222,274704	2.138,539261	2.071,210357
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	10.717,473957	10.309,955463	9.985,865619

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	0,014665	0,014107	0,013704
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,011649	0,011181	0,010839
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,008382	0,008040	0,007789
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	0,011774	0,011345	0,011030
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,011597	0,011133	0,010804
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,004877	0,004659	0,004526

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

Término fijo (€/kWh/día y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	3,121436	3,012719	2,935707
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	2,172906	2,093110	2,036012
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	1,971374	1,897641	1,844766
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	1,825241	1,755340	1,705395
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	1,741162	1,673447	1,626154
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	1,269623	1,213843	1,180511
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,668233	0,635023	0,617365
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,405090	0,383392	0,372347
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,157522	0,147898	0,142920
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,150770	0,141586	0,136627
RL.11	$C > 500.000.000$	0,120833	0,125363	0,132642

Término variable (€/kWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	0,001791	0,001687	0,001606
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	0,001793	0,001688	0,001607
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	0,001791	0,001687	0,001606
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	0,001781	0,001677	0,001596
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	0,001726	0,001623	0,001544
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	0,001382	0,001287	0,001221
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	0,000907	0,000829	0,000780
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	0,000684	0,000616	0,000575
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	0,000474	0,000418	0,000383
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	0,000389	0,000340	0,000310
RL.11	$C > 500.000.000$	0,000094	0,000077	0,000070

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

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

Término fijo

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

Término variable

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

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

Término fijo

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-6,1%	-3,5%	-2,6%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-9,7%	-3,7%	-2,7%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-9,3%	-3,7%	-2,8%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-9,9%	-3,8%	-2,8%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	-11,1%	-3,9%	-2,8%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	-8,3%	-4,4%	-2,7%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	-1,2%	-5,0%	-2,8%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	5,6%	-5,4%	-2,9%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	5,6%	-6,1%	-3,4%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	12,5%	-6,1%	-3,5%
RL.11	$C > 500.000.000$	20,2%	3,7%	5,8%

Término variable

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	$C \leq 5.000$	-3,4%	-5,8%	-4,8%
RL.2	$5.000 < C \leq 15.000$	-3,4%	-5,8%	-4,8%
RL.3	$15.000 < C \leq 50.000$	-3,4%	-5,8%	-4,8%
RL.4	$50.000 < C \leq 300.000$	-3,4%	-5,8%	-4,8%
RL.5	$300.000 < C \leq 1.500.000$	-3,3%	-6,0%	-4,8%
RL.6	$1.500.000 < C \leq 5.000.000$	13,6%	-6,9%	-5,1%
RL.7	$5.000.000 < C \leq 15.000.000$	2,3%	-8,6%	-5,9%
RL.8	$15.000.000 < C \leq 50.000.000$	9,5%	-9,9%	-6,8%
RL.9	$50.000.000 < C \leq 150.000.000$	15,6%	-11,9%	-8,3%
RL.10	$150.000.000 < C \leq 500.000.000$	13,0%	-12,6%	-8,8%
RL.11	$C > 500.000.000$	39,0%	-18,3%	-9,1%

Fuente: CNMC

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

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

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

Término fijo (€/cliente y año)

Peaje	Tamaño (kWh)	Oct 22 - Sep 23	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Suministrados desde la red T&D					
RL.1	C ≤ 5.000	27,55	25,92	23,69	22,06
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	68,67	65,93	61,22	57,38
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	173,48	169,38	159,21	149,97
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	438,24	409,01	369,58	340,94
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	899,73	1.290,22	1.680,72	2.071,21
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	2.581,58	2.411,46	2.241,34	2.071,21
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.497,51	10.717,47	10.309,96	9.985,87
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	7.832,73	8.550,44	9.268,15	9.985,87
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000	12,74	15,85	18,96	22,06
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	35,41	42,74	50,06	57,38
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	77,65	101,75	125,86	149,97
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	451,15	414,41	377,68	340,94
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1.188,96	1.483,04	1.777,13	2.071,21
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.076,87	6.046,54	8.016,20	9.985,87

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	0,015062	0,014323	0,013704
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012580	0,012149	0,011414	0,010839
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,010436	0,009484	0,008439	0,007789
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,012014	0,011903	0,011456	0,011030
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,011070	0,010981	0,010893	0,010804
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,004475	0,006585	0,008695	0,010804
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,004207	0,004877	0,004659	0,004526
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,002284	0,003031	0,003779	0,004526
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,015384	0,014824	0,014264	0,013704
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,012772	0,012128	0,011483	0,010839
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,011412	0,010204	0,008996	0,007789
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,009554	0,010046	0,010538	0,011030
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,008918	0,009547	0,010176	0,010804
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,006746	0,006006	0,005266	0,004526

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		-5,9%	-8,6%	-6,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-4,0%	-7,2%	-6,3%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-2,4%	-6,0%	-5,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-6,7%	-9,6%	-7,7%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		43,4%	30,3%	23,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-6,6%	-7,1%	-7,6%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2,1%	-3,8%	-3,1%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		9,2%	8,4%	7,7%
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000		24,4%	19,6%	16,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		20,7%	17,1%	14,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		31,0%	23,7%	19,2%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		-8,1%	-8,9%	-9,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		24,7%	19,8%	16,5%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		48,3%	32,6%	24,6%

Término variable

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

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
Suministrados desde la red T&D					
RL.1	C ≤ 5.000	3,368633	3,231338	3,065555	2,935707
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2,435016	2,289438	2,143867	2,036012
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	2,197547	2,071929	1,942163	1,844766
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	2,047357	1,923992	1,798691	1,705395
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,741144	1,036147	1,331151	1,626154
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	1,170595	1,322448	1,474301	1,626154
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	1,390393	1,311807	1,238502	1,180511
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,791597	0,921235	1,050873	1,180511
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,701087	0,683945	0,646023	0,617365
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,419831	0,485676	0,551521	0,617365
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,387406	0,405090	0,384060	0,372347
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,156231	0,157522	0,149286	0,142920
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,139675	0,150770	0,141586	0,136627
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,116375	0,120833	0,125363	0,132642
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000	1,632170	2,066682	2,501195	2,935707
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	1,128523	1,431019	1,733516	2,036012
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,897956	1,213559	1,529162	1,844766
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	1,209759	1,374971	1,540183	1,705395
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,818813	1,087927	1,357041	1,626154
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,514476	0,736488	0,958499	1,180511
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,321110	0,419862	0,518614	0,617365
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,250888	0,291374	0,331861	0,372347
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,156231	0,157522	0,149286	0,142920
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,139675	0,150770	0,141586	0,136627
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,116375	0,120833	0,125363	0,132642

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
Suministrados desde la red T&D					
RL.1	C ≤ 5.000	0,002047	0,001905	0,001741	0,001606
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,001940	0,001858	0,001726	0,001607
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,001882	0,001832	0,001716	0,001606
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,001896	0,001832	0,001709	0,001596
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,007993	0,005843	0,003694	0,001544
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,001449	0,001481	0,001513	0,001544
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001223	0,001382	0,001287	0,001221
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,001226	0,001224	0,001223	0,001221
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000889	0,000907	0,000839	0,000780
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,000954	0,000896	0,000838	0,000780
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	0,000628	0,000684	0,000618	0,000575
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000448	0,000474	0,000423	0,000383
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000371	0,000389	0,000344	0,000310
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000081	0,000094	0,000077	0,000070
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,010770	0,007771	0,004773	0,001606
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,009060	0,006576	0,004091	0,001607
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,008385	0,006125	0,003866	0,001606
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,006528	0,005502	0,004476	0,001596
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,005914	0,004457	0,003001	0,001544
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,005804	0,004507	0,003210	0,001221
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,002095	0,001657	0,001218	0,000780
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,000564	0,000568	0,000571	0,000575
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh	0,000448	0,000474	0,000423	0,000383
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh	0,000371	0,000389	0,000344	0,000310
RL.11	C > 500.000.000 kWh	0,000081	0,000094	0,000077	0,000070

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		-4,1%	-5,1%	-4,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-6,0%	-6,4%	-5,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-5,7%	-6,3%	-5,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-6,0%	-6,5%	-5,2%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		39,8%	28,5%	22,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		13,0%	11,5%	10,3%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-5,7%	-5,6%	-4,7%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		16,4%	14,1%	12,3%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-2,4%	-5,5%	-4,4%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		15,7%	13,6%	11,9%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh		4,6%	-5,2%	-3,0%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		0,8%	-5,2%	-4,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		7,9%	-6,1%	-3,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		3,8%	3,7%	5,8%
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000		26,6%	21,0%	17,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		26,8%	21,1%	17,4%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		35,1%	26,0%	20,6%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		13,7%	12,0%	10,7%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		32,9%	24,7%	19,8%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		43,2%	30,1%	23,2%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		30,8%	23,5%	19,0%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		16,1%	13,9%	12,2%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		0,8%	-5,2%	-4,3%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		7,9%	-6,1%	-3,5%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		3,8%	3,7%	5,8%

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		-6,9%	-8,6%	-7,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		-4,2%	-7,1%	-6,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		-2,7%	-6,3%	-6,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		-3,4%	-6,7%	-6,6%
RLB.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-26,9%	-36,8%	-58,2%
RLA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		2,2%	2,1%	2,1%
RLB.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		13,0%	-6,9%	-5,1%
RLA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-0,1%	-0,1%	-0,1%
RLB.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		2,0%	-7,5%	-7,1%
RLA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-6,1%	-6,5%	-6,9%
RL.8	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh		8,9%	-9,6%	-7,1%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		5,9%	-10,9%	-9,4%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		4,9%	-11,6%	-9,8%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		16,1%	-18,3%	-9,1%
Suministrados desde plantas satélite					
RLPS.1	C ≤ 5.000		-27,8%	-38,6%	-66,4%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000		-27,4%	-37,8%	-60,7%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000		-26,9%	-36,9%	-58,5%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000		-15,7%	-18,6%	-64,3%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		-24,6%	-32,7%	-48,5%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		-22,3%	-28,8%	-62,0%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		-20,9%	-26,5%	-36,0%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		0,6%	0,6%	0,6%
RL.9	50.000.000 kWh < C ≤ 150.000.000 kWh		6,0%	-10,9%	-9,4%
RL.10	150.000.000 kWh < C ≤ 500.000.000 kWh		5,0%	-11,6%	-9,8%
RL.11	C > 500.000.000 kWh		16,7%	-18,3%	-9,1%

Fuente: CNMC

9. DETERMINACIÓN DE LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN

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

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

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

Teniendo en cuenta lo anterior, en el Cuadro 101 se muestra la retribución de la actividad de regasificación prevista para el año de gas 2024 considerada en la determinación de los peajes. La retribución prevista para la actividad de regasificación asciende a 406,9 M€, de los cuales el 28,7% se corresponde con la retribución por costes de inversión, el 47,6% con la retribución por costes de operación y mantenimiento (de los cuales el 30,2% tienen naturaleza fija y el 17,3% naturaleza variable), el 17,6% se corresponde con la retribución por productividad y eficiencia (de los cuales el 10,9% se corresponde con la retribución por continuidad de suministro) y el 6,1% restante se corresponde con la retribución transitoria de El Musel.

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

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

El importe de las primas resultantes de las subastas correspondiente a la actividad de regasificación asciende a 240,3 M€, de los cuales 162,3 M€ corresponden a subastas del ejercicio 2024 y 78 M€ corresponden a desvíos respecto de las primas consideradas en la determinación de los peajes de los ejercicios 2022 y 2023. En consecuencia, los peajes de la actividad de regasificación deberán ser suficientes para cubrir 166.583.877 €.

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

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Previsión 2024	% sobre total
Retribución por inversión	116.740.179	28,7%
Amortización y retribución financiera	114.699.808	28,2%
Retribución gas talón	2.040.370	0,5%
Retribución por O&M	193.633.994	47,6%
O&M a valores unitarios y singulares	107.470.956	26,4%
COPEX	15.600.677	3,8%
Otros costes auditados	70.562.362	17,3%
Retribución ARPE	71.561.995	17,6%
Extensión vida útil (REVU)	13.786.128	3,4%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	3,3%
Incentivo mermas (IM)	-	0,0%
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	200.070	0,0%
Continuidad de suministro (RCS)	44.202.506	10,9%
Retribución Musel	24.942.331	6,1%
Ingresos por desbalances	n.a.	
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	
Total Retribución	406.878.499	100,0%
Primas Subastas	- 240.294.621	
Primas del ejercicio	- 162.304.105	
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 77.990.516	
Total	166.583.877	

Fuente: CNMC

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

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

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

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

	Planta						TOTAL
	Barcelona	Bilbao	Cartagena	Huelva	Mugardos	Sagunto	
Características técnicas							
Tanques de GNL							
Número	6	3	5	5	2	4	25
Capacidad (m ³)	760.000	450.000	587.000	610.000	300.000	600.000	3.307.000
Bombas secundarias							
Número	24	9	12	11	4	8	68
Capacidad (m ³ /h)	6.000	2.949	3.480	3.300	1.600	2.320	19.649
Vaporización							
Agua de mar							
Número	13	4	9	10	2	5	43
Capacidad (m ³ /h)	1.950.000	800.000	1.350.000	1.500.000	412.800	1.000.000	7.012.800
Combustión sumergida							
Número	2	1	2	4	1	1	11
Capacidad (m ³ /h)	300.000	200.000	300.000	480.000	206.400	150.000	1.636.400
Cargaderos de cisternas							
Número	3	1	3	3	2	2	14
Capacidad (m ³ /h)	51	15	48	51	35	40	240
Tiempo medio de carga (h)	1,41	1,60	1,50	1,41	1,37	1,20	1,42
Compresor de boil-off procesado interno en planta							
Número	2	3	4	4	3	3	19
Capacidad (m ³)	31.323	18.396	30.000	35.000	27.096	34.617	176.432
Compresor de boil-off emisión directa a la red							
Número	2	-	2	2	-	1	7
Capacidad (m ³)	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 EMU 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 103. 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 104. Asignación por elemento del valor de reposición de las unidades de inversión no estandarizadas

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

Fuente: CNMC y Auditorías de inversión

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

Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011 (€)	Valor de reposición según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€)				% para la conversión del esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 al esquema retributivo de la Orden ITC/3128/2011				
	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque
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	-	100,0%	-	-
Vaporizador agua de mar	-	-	30.112.963	-	30.112.963	-	-	87,0%	-
Vaporizador de combustión sumergida	-	-	4.018.998	-	4.018.998	-	-	11,6%	-
Bombas secundarias	-	-	-	3.542.430	3.542.430	-	-	-	3,8%
Sistema de antorcha	-	-	-	481.508	481.508	-	-	-	0,5%
Compresor de boil-off procesado interno de la planta	-	-	-	3.495.912	3.495.912	-	-	-	3,8%
Compresor de boil-off emisión directa a la red	-	-	-	3.414.640	3.414.640	-	-	-	3,7%
Relicudador boil off	-	-	-	8.190	8.190	-	-	-	0,0%
Sistemas de medida (1)	-	-	491.773	-	491.773	-	-	1,4%	-
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	12,0%	-	-	-
Interconexiones de gas natural licuado	207.261	-	-	-	207.261	1,4%	-	-	-
Instalaciones de obra civil terrestre	5.597.415	-	-	-	5.597.415	36,5%	-	-	-
Infraestructura terrestre	3.948.960	-	-	-	3.948.960	25,7%	-	-	-
Edificios	461.585	-	-	-	461.585	3,0%	-	-	-
Adecuación de Terrenos	1.186.870	-	-	-	1.186.870	7,7%	-	-	-
Instalaciones de descarga	-	-	-	5.394.760	5.394.760	-	-	-	5,9%
Sistemas de gestión y control	1.238.830	-	-	-	1.238.830	8,1%	-	-	-
Servicios auxiliares	2.549.445	-	-	-	2.549.445	16,6%	-	-	-
Sistema de suministro eléctrico	946.666	-	-	-	946.666	6,2%	-	-	-
Sistema de captación de agua	2.655.482	-	-	-	2.655.482	17,3%	-	-	-
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	300.714	-	-	-	300.714	2,0%	-	-	-
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 106. Asignación de la retribución por inversión y por costes operativos fijos prevista para el año de gas 2024 por elemento

Retribución reconocida según el esquema retributivo de la Orden ITC/3994/2006 (€) (A)	Obra civil portuaria y terrestre	Cargadero en Cisternas	Vaporizadores	Tanque	TOTAL
	24.522.336	2.357.441	10.000.047	215.191.418	252.071.242

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	-	-	-	82,3%	177.011.143
Tanque de GNL	0,0%	0,0%	0,0%	79,7%	171.452.637
Bombas primarias	0,0%	0,0%	0,0%	2,6%	5.558.505
Cargadero de cisternas	-	100,0%	-	-	2.357.441
Vaporizador agua de mar	-	-	87,0%	-	8.697.243
Vaporizador de combustión sumergida	-	-	11,6%	-	1.160.769
Bombas secundarias	-	-	-	3,8%	8.278.589
Sistema de antorcha	-	-	-	0,5%	1.125.274
Compresor boil off procesado interno de la planta	-	-	-	3,8%	8.169.878
Compresor boil off emisión directa a la red	-	-	-	3,7%	7.979.947
Relicudador boil off	-	-	-	0,0%	19.139
Sistemas de medida (1)	-	-	1,4%	-	142.034
Unidades no estandarizables	100,0%	0,0%	0,0%	5,9%	24.522.336
Interconexiones de gas natural	12,0%	-	-	-	2.952.318
Interconexiones de gas natural licuado	1,4%	-	-	-	331.260
Instalaciones de obra civil terrestre	36,5%	-	-	-	8.946.208
Infraestructura terrestre	25,7%	-	-	-	6.311.523
Edificios	3,0%	-	-	-	737.740
Adecuación de Terrenos	7,7%	-	-	-	1.896.945
Instalaciones de descarga	-	-	-	5,9%	12.607.449
Sistemas de gestión y control	8,1%	-	-	-	1.979.991
Servicios auxiliares	16,6%	-	-	-	4.074.713
Sistema de suministro eléctrico	6,2%	-	-	-	1.513.033
Sistema de captación de agua	17,3%	-	-	-	4.244.190
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques	2,0%	-	-	-	480.624
Total	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	252.071.242

Fuente: CNMC

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

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

Retribución por inversión y O&M fijo desagregada por elemento (€)	Orden ITC/3994/2006	Orden ITC/3128/2011	Total	% sobre total retribución
Unidades estandarizables	214.941.457	10.871.359	225.812.816	84,6%
Tanque almacenamiento GNL.	171.452.637	9.995.307	181.447.944	68,0%
Bombas primarias	5.558.505	324.048	5.882.554	2,2%
Sistema de bombas secundarias.	8.278.589	304.672	8.583.261	3,2%
Vaporizadores de agua de mar.	8.697.243	-	8.697.243	3,3%
Vaporizadores de combustión sumergida.	1.160.769	-	1.160.769	0,4%
Sistema de medida u odorización (1)	142.034	-	142.034	0,1%
Sistema de antorcha y combustor.	1.125.274	-	1.125.274	0,4%
Instalaciones de compresión de boil-off para procesado interno en planta	8.169.878	247.331	8.417.208	3,2%
Compresor de boil-off para emisión directa a red	7.979.947	-	7.979.947	3,0%
Relicuidor de boil-off.	19.139	-	19.139	0,0%
Cargaderos de sistemas.	2.357.441	-	2.357.441	0,9%
Unidades no estandarizables	37.129.785	1.889.454	39.019.239	14,6%
Interconexiones de gas natural	2.952.318	-	2.952.318	1,1%
Interconexiones de gas natural licuado	331.260	157.792	489.052	0,2%
Instalaciones de obra civil terrestre	8.946.208	-	8.946.208	3,4%
Instalaciones de descarga	12.607.449	-	12.607.449	4,7%
Sistemas de gestión y control	1.979.991	559.653	2.539.644	1,0%
Servicios auxiliares	4.074.713	305.971	4.380.684	1,6%
Sistema de suministro eléctrico	1.513.033	535.503	2.048.535	0,8%
Sistema de captación de agua	4.244.190	-	4.244.190	1,6%
Cimentaciones y obra civil asociada a los tanques de GNL	480.624	330.535	811.159	0,3%
Retribución Financiera Gas Talón /NMLL	2.040.370	-	2.040.370	0,8%
ERM	98.805	-	98.805	0,0%
Total	254.210.417	12.760.813	266.971.230	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 108 se muestra asignación de la retribución reconocida a los tanques por servicio.

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

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

Fuente: CNMC

b) Proporcional al volumen de gas implicado en el servicio

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

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

trasvase de GNL de buque a buque y puesta en frío proporcionalmente al volumen previsto del gas implicado en la prestación de los mismos (véase Cuadro 111).

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

Fuente: CNMC

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

Retribución reconocida a las instalaciones de descarga (€) (A)					12.607.449
Servicio	Volumen previsto para el año de gas (MWh)	% sobre volumen total previsto	Volumen a efectos de la asignación por servicio (MWh)	Volumen a efectos de la asignación por servicio (B)	Retribución asignada (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	301.179.040	90,5%	301.179.040	90,4%	11.397.664
Trasvase de GNL de planta a buque	31.730.130	9,5%	31.730.130	9,5%	1.200.779
Trasvase de GNL de buque a buque	-	0,0%	219.000	0,1%	8.288
Puesta en frío	-	0,0%	19.000	0,0%	719
Total	332.909.170	100,0%	333.147.170	100,0%	12.607.449

Fuente: CNMC

c) Proporcional a la retribución del tanque asignada por servicio

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

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

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

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

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

Fuente: CNMC

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

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

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

Retribución asignada proporcionalmente a la retribución asignada por servicio del resto de elementos (A)		17.915.071
Obra civil		8.946.208
Sistemas de gestión y control		2.539.644
Servicios auxiliares.		4.380.684
Sistema de suministro eléctrico		2.048.535

Asignación de la retribución de cada elemento por servicio								
Elemento retributivo	Descarga de GNL	Almac. GNL	Vaporiz.	Carga en cisterna	Trasvase de GNL de planta a buque	Trasvase de GNL de buque a buque	Puesta en frío	Total
Tanque de GNL		72.179.992	104.465.170	4.802.782				181.447.944
Bombas primarias			5.623.991	258.563				5.882.554
Retribución financiera del gas talón			1.950.687	89.683				2.040.370
Cimentación y obra civil asociada al tanque GNL		309.179	479.916	22.064				811.159
Sistema de bombas secundarias.			8.583.261					8.583.261
Vaporizadores de agua de mar.			8.697.243					8.697.243
Vaporizadores de combustión sumergida.			1.160.769					1.160.769
Sistema de medida u odorización.			240.839					240.839
Sistema de captación de agua			4.244.190					4.244.190
Sistema de antorcha y combustor.	72.321	774.561	62.737	148.672	65.202	989	791	1.125.274
Compresor de boil-off para procesado interno en planta	540.973	5.793.830	469.283	1.112.086	487.720	7.398	5.918	8.417.208
Compresor de boil-off para emisión directa a red.	512.870	5.492.849	444.905	1.054.315	462.383	7.014	5.611	7.979.947
Relicador de boil-off.	1.230	13.174	1.067	2.529	1.109	17	13	19.139
Cargaderos de sistemas.				2.357.441				2.357.441
Tuberías de gas natural			2.952.318					2.952.318
Tuberías de gas natural llicuado	243.677		209.862	9.648	25.672	177	15	489.052
Instalaciones de descarga	11.397.664				1.200.779	8.288	719	12.607.449
Total	12.768.735	84.563.586	139.586.240	9.857.783	2.242.865	23.882	13.068	249.056.159
% de retribución asignado por servicio (B)	5,13%	33,95%	56,05%	3,96%	0,90%	0,01%	0,01%	100,0%
Asignación resto elementos por servicio (A) * (B)	918.479	6.082.815	10.040.697	709.089	161.333	1.718	940	17.915.071
Obra civil	458.659	3.037.562	5.014.000	354.096	80.565	858	469	8.946.208
Sistemas de gestión y control	130.204	862.301	1.423.371	100.521	22.871	244	133	2.539.644
Servicios auxiliares.	224.591	1.487.401	2.455.202	173.390	39.450	420	230	4.380.684
Sistema de suministro eléctrico	105.025	695.552	1.148.124	81.082	18.448	196	107	2.048.535
Total	13.687.214	90.646.401	149.626.937	10.566.871	2.404.198	25.600	14.008	266.971.230

Fuente: CNMC

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

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

Servicio prestado en la planta	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.687.214
Almacenamiento de GNL	90.646.401
Vaporización	149.626.937
Carga de GNL en cisternas	10.566.871
Trasvase de GNL de planta a buque	2.404.198
Trasvase de GNL de buque a buque	25.600
Puesta en frío de buques	14.008
Total	266.971.230

Fuente: CNMC

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

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

Se señala que dentro de la retribución variable se ha incluido la Retribución por incentivo por desarrollo sostenible para la promoción del uso de gas natural en transporte marítimo, calculada de acuerdo con lo establecido en el artículo 18 de la Circular 9/2019²⁰, al conformarse dicha retribución como una retribución unitaria por la cantidad de gas natural destinada al combustible marítimo, esto es, al tener naturaleza variable.

²⁰ Circular 9/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, disponible en <https://www.cnmc.es/expedientes/cirde00619>

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

Retribución variable O&M (€) (A)		70.762.431
Asignación de la retribución por servicio	% de asignación de retribución variable por servicio (B)	Retribución asignada por servicio (€) (A) * (B)
Descarga de GNL	10,00%	7.076.243
Almacenamiento de GNL	16,79%	11.881.012
Carga de GNL en cisternas	67,09%	47.474.515
Vaporización	5,80%	4.104.221
Trasvase de GNL a buque	0,17%	120.296
Trasvase de GNL de buque a buque	0,14%	99.067
Puesta en frío de buques	0,01%	7.076
Total	100,0%	70.762.431

Fuente: CNMC

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

9.5.1. Peajes estándar de capacidad firme anual

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

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

Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)
Descarga de GNL	13.687.214	7.076.243	20.763.457
Almacenamiento de GNL	90.646.401	11.881.012	102.527.414
Vaporización	149.626.937	47.474.515	197.101.452
Carga de GNL en cisternas	10.566.871	4.104.221	14.671.092
Trasvase de GNL de planta a buque	2.404.198	120.296	2.524.494
Trasvase de GNL de buque a buque	25.600	99.067	124.668
Puesta en frío de buques	14.008	7.076	21.085
Total	266.971.230	70.762.431	337.733.662
Otros Costes de regasificación	69.144.837	-	69.144.837
Total	336.116.067	70.762.431	406.878.499

Fuente: CNMC

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

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

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

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

Primas de las subastas de capacidad (€) (C)			- 240.294.621		
Servicio prestado en la planta	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio sin prima (€) (A)	% sobre retribución total de regasificación (B)	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio con prima (€) (D) = (A) + (B) * (C)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€) (E)	Retribución asignada por servicio (€) (D) + (E)
Descarga de GNL	13.687.214	5,13%	1.367.670	7.076.243	8.443.913
Almacenamiento de GNL	90.646.401	33,95%	9.057.675	11.881.012	20.938.687
Vaporización	149.626.937	56,05%	14.951.196	47.474.515	62.425.712
Carga de GNL en cisternas	10.566.871	3,96%	1.055.875	4.104.221	5.160.096
Trasvase de GNL de planta a buque	2.404.198	0,90%	240.235	120.296	360.531
Trasvase de GNL de buque a buque	25.600	0,01%	2.558	99.067	101.625
Puesta en frío de buques	14.008	0,01%	1.400	7.076	8.476
Total	266.971.230	100,00%	26.676.609	70.762.431	97.439.041

Fuente: CNMC

9.5.1.1. Peaje de descarga de buques

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	TOTAL
Retribución a recuperar (A)	1.367.670	7.076.243	8.443.913
%	16%	84%	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)	1	17,18	199.732
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	7	17,18	3.223.736
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	145	20,29	114.305.886
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	171	23,16	183.449.687
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	0	23,16	-
TOTAL	324	21,73	301.179.040

Determinación del coste horario fijo por operación

	Retribución por inversión y O&M fijos
Retribución fija a recuperar (A)	1.367.670
Nº de barcos (B)	324
Tiempo medio ponderado (C)	22
Nº horas de operación (B) * (C)	7.040
Coste por hora (E) = (A) / [(B) * (C)]	194,3

Términos de facturación

Tamaño del barco (T) (m3)	Término fijo (€/buque) (E)* (C)	Término variable (€/kWh descargado) (A)/(D)
S (T < 40.000 m3 de GNL)	3.337	0,000023
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.337	0,000023
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	3.942	0,000023
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.500	0,000023
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	4.500	0,000023

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	9.057.675	11.881.012	20.938.687
%	43,3%	56,7%	100,0%

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

	Término fijo por capacidad contratada (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh almacenado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000446	0,000002

Fuente: CNMC

9.5.1.3. Peaje de regasificación

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	14.951.196	47.474.515	62.425.712
%	24,0%	76,0%	100,0%

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

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh regasificado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,015629	0,000183

Fuente: CNMC

9.5.1.4. Peaje de licuefacción virtual

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

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

Retribución asignada total al servicio de regasificación (€) (A)	149.626.937
Retribución por elementos comunes al servicio de regasificación (€) (B)	10.040.697
Proporción de retribución de elementos comunes sobre total (%) (C) = (B)/(A)	6,7%
Término fijo del peaje de regasificación (€/kWh/día/año) (D)	0,015629
Término fijo del peaje de licuefacción virtual (€/kWh/día/año) (D) * (C)	0,001049

Fuente: CNMC

9.5.1.5. Peaje de carga en cisternas

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	1.055.875	4.104.221	5.160.096
%	20,5%	79,5%	100,0%

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

	Término fijo (€/kWh/día/año)	Término variable (€/kWh cargado en cisterna)
Términos de facturación (A)/(B)	0,018195	0,000344

Fuente: CNMC

9.5.1.6. Peaje de carga de GNL de planta a buque

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	240.235	120.296	360.531
%	66,6%	33,4%	100,0%

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

	Término variable (€/kWh trasvasado)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000011

Fuente: CNMC

9.5.1.7. Peaje de carga de GNL de buque a buque

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

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

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	2.558	99.067	101.625
%	2,5%	97,5%	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)	0,000464

Fuente: CNMC

9.5.1.8. Peaje de puesta en frío

En el Cuadro 126 se determina el término de facturación del peaje de puesta en frío, conforme a la metodología de cálculo establecida en el punto V.8 del Anexo III de la Circular 6/2020.

Cuadro 126. Determinación de los términos de facturación del peaje de puesta en frío para el año de gas 2024

	Retribución por inversión y O&M fijos (€)	Retribución por O&M variables (€)	Retribución total (€)
Retribución a recuperar (A)	1.400	7.076	8.476
%	16,5%	83,5%	100,0%

	Nº de buques	Volumen empleado en la puesta en frío (kWh)
Variables de facturación previstas (B)	1	19.000.000

	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000446

Fuente: CNMC

9.5.1.9. Factor de ajuste a aplicar

El punto III.2.b del Anexo III de la Circular 6/2020 establece que, si para un periodo tarifario no hubiera previsión de volumen para las operaciones de carga de GNL de planta a buque, trasvase de GNL de buque a buque o puesta en frío se supondrá un volumen de 900 GWh, 219 GWh y 19 GWh, respectivamente, procediéndose, en su caso, a ajustar los precios resultantes de la asignación a efectos de asegurar la suficiencia de ingresos.

Al haberse considerado un volumen de 219 GWh para calcular el peaje de las operaciones de trasvase de GNL de buque a buque y 19 GWh para calcular el peaje de puesta en frío de buques se hace necesario aplicar un factor de ajuste a los peajes de la actividad de regasificación, al objeto de asegurar la suficiencia de los mismos (véase Cuadro 127).

Cuadro 127. Determinación de los términos de facturación finales

Servicio prestado en la planta	Retribución a recuperar			Ingresos
	Retribución por inversión y O&M fijo asignada por servicio (€)	Retribución por O&M variable asignada por servicio (€)	Retribución asignada por servicio (€)	€
Descarga de GNL	1.367.670	7.076.243	8.443.913	8.443.913
Almacenamiento de GNL	9.057.675	11.881.012	20.938.687	20.938.687
Regasificación	14.951.196	47.474.515	62.425.712	62.425.712
Carga de GNL en cisternas	1.055.875	4.104.221	5.160.096	5.160.096
Trasvase de GNL de planta a buque	240.235	120.296	360.531	360.531
Trasvase de GNL de buque a buque	2.558	99.067	101.625	-
Puesta en frío de buques	1.400	7.076	8.476	-
Liquefacción Virtual	-	-	-	12.446
Total	26.676.609	70.762.431	97.439.041	97.341.386
Factor de Ajuste			1,001003	

Peajes Resultantes

Servicio	Sin reescalar			Reescalados		
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh
Descarga de GNL						
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.337		0,0000235	3.340		0,00002352
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	3.337		0,0000235	3.340		0,00002352
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	3.942		0,0000235	3.946		0,00002352
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	4.500		0,0000235	4.504		0,00002352
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	4.500		0,0000235	4.504		0,00002352
Almacenamiento de GNL		0,000446	0,0000024		0,000446	0,00000236
Regasificación		0,015629	0,0001830		0,015644	0,00018321
Carga de GNL en cisternas		0,018195	0,0003442		0,018213	0,00034451
Trasvase de GNL de planta a buque			0,0000114			0,00001137
Trasvase de GNL de buque a buque			0,0004640			0,00046451
Puesta en frío de buques			0,0004461			0,00044655
Liquefacción Virtual		0,001049			0,001050	0,00000000

Fuente: CNMC

9.5.1.10. Peaje de aplicable a los servicios agregados

Los peajes aplicables a los servicios agregados resultan de la agregación de los peajes incluidos en la prestación del correspondiente servicio (véanse Cuadro 128, Cuadro 129 y Cuadro 130).

Cuadro 128. Peaje de descarga de GNL, almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2024

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.340		0,000024
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.340		0,000024
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	3.946		0,000024
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.504		0,000024
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	4.504		0,000024
Almacenamiento de GNL		0,000446	0,000002
Vaporización		0,015644	0,000183

Fuente: CNMC

Cuadro 129. Peaje de almacenamiento de GNL y regasificación para el año de gas 2024

Servicio individual	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Almacenamiento de GNL	0,000446	0,000002
Vaporización	0,015644	0,000183

Fuente: CNMC

Cuadro 130. Peaje de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de buque para el año de gas 2024

Servicio individual	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día y año)	Término variable (€/kWh)
Descarga de GNL			
S (< 40.000 m3 de GNL)	3.340		0,000024
M (40.000 m3 de GNL < T < 75.000 m3 de GNL)	3.340		0,000024
L (75.000 m3 de GNL < T < 150.000 m3 de GNL)	3.946		0,000024
XL (150.000 m3 de GNL < T < 216.000 m3 de GNL)	4.504		0,000024
XXL (T > 216.000 m3 de GNL)	4.504		0,000024
Almacenamiento de GNL		0,000446	0,000002
Peaje de trasvase de GNL de planta a buque			0,000011

Fuente: CNMC

9.5.2. Peajes estándar de capacidad firme de duración inferior al año

Conforme a la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural, en el Cuadro 131 se resumen los servicios ofertados en la planta de duración inferior al año.

Cuadro 131. Servicios ofertados en las plantas de duración inferior al año

Servicios de duración inferior al año	Anual	Trimestral	Mensual	Diario	Intradiario	Interrumpible diario	Interrumpible intradiario
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 132 se muestran los multiplicadores obtenidos para cada uno de los servicios para el año de gas 2024. Se indica que los multiplicadores establecidos se corresponden con el promedio del periodo 2019-2022. En el caso del servicio de licuefacción virtual se han considerado los multiplicadores correspondientes al servicio de regasificación al no disponerse de la información necesaria para su cálculo.

Cuadro 132. Nivel de los multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario para el año de gas 2024

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
2019	1,19	1,22	1,07	
2020	1,30	1,09	1,17	
2021	1,10	1,22	1,06	
2022	1,08	1,12	1,22	
Mensual	1,30	1,30	1,20	1,30
2019	1,34	1,28	1,13	
2020	1,44	1,23	1,22	
2021	1,20	1,43	1,11	
2022	1,21	1,25	1,30	
Diario	1,50	1,70	1,80	1,70
2019	1,53	1,53	1,77	
2020	1,69	1,49	1,83	
2021	1,45	1,94	1,54	
2022	1,38	1,69	1,89	
Intradiario	5,20	6,70	6,90	6,70

Fuente: CNMC

Cuadro 133. Multiplicadores de los productos de duración trimestral, mensual y diario

Multiplicador	Multiplicadores regasificación			
	Almacenamiento de GNL	Regasificación	Carga en cisternas	Licuefacción virtual
Trimestral	1,20	1,20	1,10	1,20
Mensual	1,30	1,30	1,20	1,30
Diario	1,50	1,70	1,80	1,70
Intradiario	5,20	6,70	6,90	6,70

Fuente: CNMC

9.5.3. Determinación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de la actividad de regasificación

La Disposición transitoria primera de la Circular 6/2020, establece que el peaje de otros costes de regasificación será aplicable a partir del 1 de octubre de 2021.

En consecuencia, conforme al epígrafe VI del Anexo III de la Circular 6/2020²¹ se determinan los peajes de otros costes de regasificación de aplicación a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente, a través de un término variable, y a la demanda nacional suministrada desde redes locales, a través de un término fijo determinado considerando el número de clientes en cada grupo tarifario.

En el Cuadro 134 se detalla el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicliente y en el Cuadro 135 el procedimiento de cálculo del peaje de otros costes de regasificación aplicable a la demanda nacional suministrada desde redes locales determinando el término fijo por cliente o por caudal aplicable en función de si el consumidor dispone o no equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

²¹ En este punto se asigna la retribución a recuperar por el peaje asociado a otros costes de regasificación entre los consumidores suministrados desde una planta unicliente y el resto de los consumidores.

Cuadro 134. Término variable del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación para el año de gas 2024

Retribución a recuperar (€) (A)	69.144.837
Retribución por continuidad de suministro	44.202.506
Hibernación MUSEL	24.942.331
VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS (MWh) (B)	333.813.178
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	323.918.299
GNL directo	9.894.879
	Término variable (€/kWh)
Términos de facturación (A)/(B)	0,000207

Fuente: CNMC

Cuadro 135. Determinación del término por cliente y caudal asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de aplicación a los clientes suministrados desde la red de transporte y distribución para el año de gas 2024

Demanda consumidores nacionales conectados a la red locales (kWh) (A)	333.813.178
Demanda consumidores nacionales conectados a las redes locales	323.918.299
Demanda consumidores conectados PS único cliente y otros destinos (kWh)	9.894.879
Término variable asociado a otros costes de regasificación (B)	0,000207
Retribución a recuperar a través de consumidores conectados de redes locales (€) (C) = (A)*(B)	67.095.248

Grupo Tarifario	Número de suministros (N)	% número de suministros sobre total (D)	Retribución a recuperar por grupo tarifario (€) (RV _{oc,RL,GRU}) (E) = (D) * (C)	Capacidad contratada (kWh/día) (F)	Término por cliente (€/año) (E) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día)/año (E) / (F)
RL.1	4.594.552	57,168%	38.356.777	79.212.715	8,348318	0,484225
RL.2	2.984.366	37,133%	24.914.438	189.188.292	8,348318	0,131691
RL.3	380.606	4,736%	3.177.421	55.143.860	8,348318	0,057621
RL.4	50.571	0,629%	422.180	46.771.512	8,348318	0,009026
RL.5	21.246	0,264%	177.368	99.182.795	8,348318	0,001788
RL.6	3.241	0,040%	27.058	48.905.612	8,348318	0,000553
RL.7	1.109	0,014%	9.254	51.599.550		0,000179
RL.8	687	0,009%	5.732	80.878.351		0,000071
RL.9	310	0,004%	2.589	103.552.470		0,000025
RL.10	190	0,002%	1.586	161.038.634		0,000010
RL.11	101	0,001%	843	681.947.901		0,000001
Total	8.036.978	100%	67.095.248	1.597.421.690		

Fuente: CNMC

Una vez se dispone del peaje de otros costes de regasificación, se procede a la asignación del desvío de las primas de las subastas de capacidad correspondientes al ejercicio 2023 proporcionalmente a la suma de la facturación del término fijo de los peajes de salida de la red de transporte, peaje de redes locales y peaje para la recuperación de otros costes de regasificación (véase Cuadro 136).

Cuadro 136. Asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 por grupo tarifario

Desvío de primas subastas de capacidad ejercicio 2023 (A)							- 246.209.985
Peaje	Tamaño (kWh)	Facturación término fijo peaje de salida de transporte (€) (B)	Facturación término fijo de peajes de redes locales (€) (C)	Facturación peajes otros costes de regasificación (€) (D)	Total facturación término fijo de los peajes de salida nacional (€) (E) = (B) + (C) + (D)	% sobre total facturación (G) = (E) / (F)	Asignación primas por grupo tarifario (€) (A) * (G)
Suministrados desde la red T&D		201.031.386	643.031.222	67.095.020	911.157.628	99,78%	- 245.657.758
RL.1	C ≤ 5.000	9.845.482	117.954.704	38.356.777	166.156.963	18,19%	- 44.797.679
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	23.569.468	195.671.330	24.914.395	244.155.194	26,74%	- 65.826.829
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.826.095	63.863.189	3.177.444	73.866.728	8,09%	- 19.915.253
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	5.807.078	20.694.675	422.160	26.923.913	2,95%	- 7.258.972
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.427.196	28.320.695	177.339	40.925.231	4,48%	- 11.033.876
RL.6	300.000 < C ≤ 1.500.000	6.082.448	32.639.454	27.045	38.748.947	4,24%	- 10.447.127
RL.7	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	6.466.964	28.159.996	9.236	34.636.196	3,79%	- 9.338.286
RL.8	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	10.204.159	32.733.782	5.742	42.943.683	4,70%	- 11.578.072
RL.9	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	13.106.533	16.311.792	2.589	29.420.913	3,22%	- 7.932.190
RL.10	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	20.382.499	24.279.795	1.610	44.663.904	4,89%	- 12.041.862
RL.11	15.000.000 kWh < C ≤ 50.000.000 kWh	86.313.464	82.401.811	682	168.715.956	18,48%	- 45.487.611
Plantas unicitente				2.048.240	2.048.240	0,22%	- 552.227
Total facturación (F)		201.031.386	643.031.222	69.143.260	913.205.869	100,00%	- 246.209.985

Fuente: CNMC

Como se ha indicado, el desvío de las primas de las subastas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023 se traslada al consumidor a través del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación. En el Cuadro 137 se muestra el detalle del cálculo del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente a 2023 de aplicación a demanda nacional suministrada desde plantas satélite unicitente y a la demanda nacional suministrada desde redes locales.

Cuadro 137. Determinación del término de facturación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación tras la asignación del desvío de las primas de capacidad correspondiente al ejercicio 2023

GNL directo a cliente final

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Volumen (MWh) (D)	Término variable (€/kWh)
Consumidores conectados PS único y otros destinos	2.048.240	- 552.227	1.496.013	9.894.879	0,000151

Consumidores suministrados desde redes

Grupo Tarifario	Retribución de otros costes de regasificación que se debe recuperar por grupo tarifario (€) (A)	Primas de subastas asignadas por grupo tarifario (€) (B)	Retribución asignada al término fijo del peaje de otros costes de regasificación (€) (C) = (A) + (B)	Número de suministros (N)	Capacidad contratada (kWh/día) (D)	Término por cliente (€/año) (C) / (N)	Término por capacidad contratada equivalente (€/kWh/día/año) (C) / (D)
RL.1	38.356.777	- 44.797.679	- 6.440.902	4.594.552	79.212.715	- 1.401856	- 0,565536
RL.2	24.914.438	- 65.826.829	- 40.912.391	2.984.366	189.188.292	- 13,708904	- 0,347943
RL.3	3.177.421	- 19.915.253	- 16.737.832	380.606	55.143.860	- 43,976774	- 0,361151
RL.4	422.180	- 7.258.972	- 6.836.792	50.571	46.771.512	- 135,192752	- 0,155201
RL.5	177.368	- 11.033.876	- 10.856.508	21.246	99.182.795	- 510,990329	- 0,111248
RL.6	27.058	- 10.447.127	- 10.420.069	3.241	48.905.612	- 3.214,904912	- 0,213618
RL.7	9.254	- 9.338.286	- 9.329.031	1.109	51.599.550		- 0,180976
RL.8	5.732	- 11.578.072	- 11.572.341	687	80.878.351		- 0,143154
RL.9	2.589	- 7.932.190	- 7.929.602	310	103.552.470		- 0,076601
RL.10	1.586	- 12.041.862	- 12.040.276	190	161.038.634		- 0,074776
RL.11	843	- 45.487.611	- 45.486.768	101	681.947.901		- 0,066702
Total	67.095.248	- 245.657.758	- 178.562.510	8.036.978	1.597.421.690		

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro 138 se comparan los peajes por los servicios prestados en la planta que resultan para el año de gas 2024 con los peajes de la Resolución del año de gas 2023, así como el coste medio que resulta de facturar la demanda prevista para el ejercicio 2024. Se observa que los términos fijos se reducen alrededor del 80% motivado por el incremento de las primas de las subastas imputadas respecto de las consideradas en 2023. Por el contrario, los términos variables se incrementan de forma acusada como consecuencia del incremento de la partida de otros costes auditados reflejando el incremento de los costes eléctricos y debido al incremento que ha sufrido el precio de la electricidad como consecuencia de la tensión en los mercados de gas tras el inicio de la guerra entre Rusia y Ucrania (véase Cuadro 139). El único término variable que registra descensos en el precio es el correspondiente a Tránsito de GNL de planta a buque (reducción del 69,4% del término variable) debido a un incremento del volumen previsto para el año de gas 2024 del 60,7% (véase Cuadro 140)

Cuadro 138. Comparación de los peajes de acceso a las instalaciones de regasificación y del coste medio por servicio para el escenario de demanda de 2024 de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024

Servicio	Resolución peajes 2023 (A)				Resolución peajes 2024 (B)				% variación (B) sobre (A)			
	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	€/Buque	Término Fijo €/kWh/día/año	Término Variable €/kWh	Coste medio (€/MWh)	Término fijo por buque	Término fijo por caudal	Término variable	Coste medio
Descarga de GNL				0,033				0,029				
S (< 40.000 m3 de GNL)	18.716		0,00008	0,102	3.340		0,000024	0,041	-82,2%		200,0%	-60,0%
M (40.000 - 75.000 m3 GNL)	18.716		0,00008	0,049	3.340		0,000024	0,031	-82,2%		200,0%	-35,7%
L (75.000 - 150.000 m3 GNL)	22.048		0,00008	0,036	3.946		0,000024	0,029	-82,1%		200,0%	-19,4%
XL (150.000 - 216.000 m3 GNL)	24.852		0,00008	0,031	4.504		0,000024	0,028	-81,9%		200,0%	-9,5%
XXL (T > 216.000 m3 GNL)	37.047		0,00008		4.504		0,000024		-87,8%		200,0%	
Almacenamiento de GNL		0,002491	0,000001	0,011		0,000446	0,000002	0,004		-82,1%	100,0%	-65,6%
Regasificación		0,083560	0,000057	0,365		0,015644	0,000183	0,241		-81,3%	221,1%	-34,1%
Carga de GNL en cisternas		0,093191	0,000084	0,537		0,018213	0,000345	0,434		-80,5%	310,7%	-19,3%
Trasvase de GNL de planta a buque			0,000036	0,036			0,000011	0,011				-69,4%
Trasvase de GNL de buque a buque			0,000210				0,000465					121,4%
Puesta en frío de buques			0,000411				0,000447					8,8%
Liquefacción Virtual		0,005497		0,035		0,001050		0,007		-80,9%		-80,9%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Cuadro 139. Retribución implícita en los peajes de la de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024

Retribución reconocida a la actividad de regasificación (€)	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	Diferencia (B) - (A)	Variación (B) sobre (A) (%)
Retribución por inversión	127.739.099	116.740.179	- 10.998.921	-8,6%
Amortización y retribución financiera	125.698.729	114.699.808	- 10.998.921	-8,8%
Retribución gas talón	2.040.370	2.040.370	0	0,0%
Retribución por O&M	145.011.877	193.633.994	48.622.117	33,5%
Costes O&M auditados y singulares	107.470.956	107.470.956	- 0	0,0%
COPEX	15.600.677	15.600.677	- 0	0,0%
Otros costes auditados	21.940.245	70.562.362	48.622.117	221,6%
Retribución ARPE	82.833.364	71.561.995	- 11.271.369	-13,6%
Continuidad de suministro (RCS)	57.463.258	44.202.506	- 13.260.752	-23,1%
Extensión vida útil (REVU)	11.365.528	13.786.128	2.420.600	21,3%
Mejora de la productividad (RMP)	13.373.291	13.373.291	0	0,0%
Incentivo mermas (IM)	-	-	-	
Incentivo desarrollo sostenible (IDS)	631.287	200.070	- 431.217	-68,3%
Retribución Musel	24.942.331	24.942.331	-	0,0%
Ingresos por desbalances	n.a.	n.a.	-	-
Desvíos de ejercicios anteriores	n.a.	n.a.	-	-
Total Retribución	380.526.671	406.878.499	26.351.828	6,9%
Primas Subastas	- 132.048.997	- 240.294.621	- 108.245.624	82,0%
Primas del ejercicio	- 83.776.899	- 162.304.105	- 78.527.207	93,7%
Desvíos de primas ejercicios anteriores	- 48.272.099	- 77.990.516	- 29.718.417	61,6%
Total	248.477.674	166.583.877	- 81.893.796	-33,0%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Cuadro 140. Comparación de las variables de facturación de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024

Servicio	Resolución de peajes 2023 (A)			Resolución de peajes 2024 (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	Volumen (MWh)	Número de operaciones	Capacidad contratada equivalente	Volumen
Descarga de GNL	331		286.922.422	324		301.179.040	-2,1%		5,0%
S (< 40.000 m ³ de GNL)	-		-	1		199.732			
M (40.000 - 75.000 m ³ GNL)	26		12.700.161	7		3.223.736	-73,1%		-74,6%
L (75.000 - 150.000 m ³ GNL)	209		180.956.197	145		114.305.886	-30,6%		-36,8%
XL (150.000 - 216.000 m ³ GNL)	96		93.266.063	171		183.449.687	78,1%		96,7%
XXL (T > 216.000 m ³ GNL)	-		-	-		-			
Almacenamiento de GNL		19.674.242	4.618.871.951		20.322.057	5.032.084.230		3,3%	8,9%
Vaporización		951.830	265.419.402		956.648	259.384.398		0,5%	-2,3%
Carga de GNL en cisternas		72.584	15.514.473		58.031	11.925.187		-20,1%	-23,1%
Trasvase de GNL de planta a buque	54		19.742.413	153		-	182,9%		
Trasvase de GNL de buque a buque	-		-	-		-			
Puesta en frío de buques	9		176.898	-		-	-100,0%		-100,0%
Liquefacción Virtual		52	8.870		11.868	1.860.674		22720,5%	20876,7%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por otra parte, la variación de cada uno de los peajes concretos de la actividad de regasificación se explica por la variación de la retribución asignada a cada uno de los servicios. En el Cuadro 141 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2023 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2024, sin considerar las primas de las subastas. Se observa que la retribución fija asignada por servicio se reduce respecto de la implícita en la resolución de peajes de 2023, con la excepción del servicio de trasvase de GNL de planta a buque, motivado por el incremento de volumen de negocio previsto para este servicio, mientras que la retribución variable asignada aumenta, como se ha comentado, por el aumento del coste del suministro eléctrico. La retribución asignada a todos los servicios se incrementa respecto del ejercicio anterior debido a que el aumento de la retribución variable supera a la reducción de la retribución fija, con la excepción del servicio de puesta en frío de buques.

Cuadro 141. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 sin descontar las primas

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución de peajes 2023 (€) (A)			Resolución de peajes 2024 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	14.359.924	2.257.153	16.617.077	13.687.214	7.076.243	20.763.457	-4,7%	213,5%	25,0%
Almacenamiento de GNL	94.071.133	3.789.760	97.860.893	90.646.401	11.881.012	102.527.414	-3,6%	213,5%	4,8%
Vaporización	152.680.247	15.143.240	167.823.487	149.626.937	47.474.515	197.101.452	-2,0%	213,5%	17,4%
Carga de GNL en cisternas	12.985.002	1.309.149	14.294.151	10.566.871	4.104.221	14.671.092	-18,6%	213,5%	2,6%
Trasvase de GNL de planta a buque	1.290.381	38.372	1.328.753	2.404.198	120.296	2.524.494	86,3%	213,5%	90,0%
Trasvase de GNL de buque a buque	27.629	31.600	59.229	25.600	99.067	124.668	-7,3%	213,5%	110,5%
Puesta en frío de buques	135.234	2.257	137.491	14.008	7.076	21.085	-89,6%	213,5%	-84,7%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-			
Total	275.549.551	22.571.531	298.121.082	266.971.230	70.762.431	337.733.662	-3,1%	213,5%	13,3%
Otros Costes de regasificación	82.405.589	-	82.405.589	69.144.837	-	69.144.837	-16%		-16%
Total regasificación	357.955.140	22.571.531	380.526.671	336.116.067	70.762.431	406.878.499	-6,1%	213,5%	6,9%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

En el Cuadro 142 se muestra la retribución asignada a cada uno de los servicios implícita en la Resolución de peajes del año 2023 y la que resulta de aplicar la metodología de la Circular 6/2020 para el ejercicio 2024, considerando las primas de las subastas. Cabe señalar que, cuando se incluyen las primas la retribución asignada a todos los servicios se reduce respecto del ejercicio anterior, con la excepción de los peajes asociados al trasvase de GNL de buque a buque, por el menor peso del componente fijo respecto del variable que resulta de la asignación para este servicio.

Cuadro 142. Comparación retribución de la actividad de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 descontando las primas

Retribución de regasificación asignada por servicio (€)	Resolución 2022 (€) (A)			Resolución 2021-2022 (€) (B)			Variación (B) sobre (A) (%)		
	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio	Retribución por inversión y O&M fijo	Retribución por O&M variable	Retribución asignada por servicio
Descarga de GNL	7.478.354	2.257.153	9.735.507	1.367.670	7.076.243	8.443.913	-81,7%	213,5%	-13,3%
Almacenamiento de GNL	48.990.316	3.789.760	52.780.077	9.057.675	11.881.012	20.938.687	-81,5%	213,5%	-60,3%
Vaporización	79.512.741	15.143.240	94.655.981	14.951.196	47.474.515	62.425.712	-81,2%	213,5%	-34,0%
Carga de GNL en cisternas	6.762.323	1.309.149	8.071.472	1.055.875	4.104.221	5.160.096	-84,4%	213,5%	-36,1%
Trasvase de GNL de planta a buque	672.004	38.372	710.376	240.235	120.296	360.531	-64,3%	213,5%	-49,2%
Trasvase de GNL de buque a buque	14.388	31.600	45.989	2.558	99.067	101.625	-82,2%	213,5%	121,0%
Puesta en frío de buques	70.427	2.257	72.684	1.400	7.076	8.476	-98,0%	213,5%	-88,3%
Liquefacción Virtual	-	-	-	-	-	-			
Total	143.500.554	22.571.531	166.072.085	26.676.609	70.762.431	97.439.041	-81,4%	213,5%	-41,3%
Otros Costes de regasificación	82.405.589	-	82.405.589	69.144.837	-	69.144.837	-16%		-16%
Total regasificación	225.906.142	22.571.531	248.477.674	95.821.446	70.762.431	166.583.877	-57,6%	213,5%	-33,0%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Por último, en el Cuadro 143 se compara el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de peajes de 2023 y el que resulta para el ejercicio 2024, sin tener en cuenta la asignación del desvío de las primas de capacidad, dada la excepcionalidad de la medida. En coherencia con la evolución de la retribución y la demanda, se registran reducción en todos los términos del peaje, excepto en el término variable que se incrementa un 1,5% y en el término de capacidad del peaje RL.11 que se incrementa un 10,4%, si bien el impacto sobre el término fijo por capacidad difiere por grupo tarifario motivado por la diferente evolución de la capacidad contratada.

Cuadro 143. Comparación del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los resultantes para el año de gas 2024, sin considerar la asignación del desvío de las primas de capacidad

Peaje otros costes de regasificación	Resolución de peajes 2023 (A)	Resolución de peajes 2024 (B)	% variación (B) sobre (A)
Retribución asignada (€)	82.405.589	69.144.837	-16,1%
Demanda nacional (MWh)	403.684.524	333.813.178	-17,3%
Demanda consumidores conectados a las redes locales	391.078.722	323.918.299	-17,2%
Demanda conectados PS únicliente y otros destinos	12.605.802	9.894.879	-21,5%
Nº suministros	8.103.607	8.036.978	-0,8%
Capacidad contratada (kWh/día)	1.814.108.366	1.597.421.690	-11,9%
Peaje otros costes de regasificación			
Término variable (€/kWh)	0,000204	0,000207	1,5%
Término por cliente (€/año)	9,851455	8,348318	-15,3%
Término por capacidad (€/kWh/día)/año			
RL.1	0,551139	0,484225	-12,1%
RL.2	0,162747	0,131691	-19,1%
RL.3	0,064999	0,057621	-11,4%
RL.4	0,011495	0,009026	-21,5%
RL.5	0,002526	0,001788	-29,2%
RL.6	0,000794	0,000553	-30,3%
RL.7	0,000248	0,000179	-27,6%
RL.8	0,000076	0,000071	-6,5%
RL.9	0,000029	0,000025	-12,4%
RL.10	0,000011	0,000010	-7,7%
RL.11	0,000001	0,000001	10,4%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

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

En el Cuadro 144 se muestra la evolución de la retribución de la actividad de regasificación, de las variables de previsión y de los peajes por el uso de las infraestructuras de regasificación hasta el final del periodo regulatorio, sin considerar primas de las subastas de capacidad ni desvíos de ejercicios anteriores.

Cuadro 144. Evolución durante el periodo regulatorio de los peajes de regasificación por el uso de instalaciones

1. Previsión de la retribución regasificación

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución Inversión	159.500.274	152.487.384	140.835.866
Retribución O & M Fijo	107.470.956	107.470.956	107.470.956
Retribución O & M Variable	70.762.431	63.837.424	64.337.424
Retribución por Continuidad del suministro	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Total	406.878.499	379.679.849	355.267.579

2. Retribución por Servicio

Retribución fija

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	1.367.670	996.637	401.571
Almacenamiento de GNL	9.057.675	6.668.227	2.706.213
Vaporización	14.951.196	10.988.015	4.480.451
Carga de GNL en cisternas	1.055.875	826.821	349.044
Trasvase de GNL de planta a buque	240.235	181.064	73.710
Trasvase de GNL de buque a buque	2.558	1.921	791
Puesta en frío de buques	1.400	1.034	421
Total	26.676.609	19.663.718	8.012.201

Retribución variable

Retribución regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	7.076.243	6.383.742	6.433.742
Almacenamiento de GNL	11.881.012	10.718.304	10.802.254
Vaporización	47.474.515	42.828.528	43.163.978
Carga de GNL en cisternas	4.104.221	3.702.571	3.731.571
Trasvase de GNL de planta a buque	120.296	108.524	109.374
Trasvase de GNL de buque a buque	99.067	89.372	90.072
Puesta en frío de buques	7.076	6.384	6.434
Total variables	70.762.431	63.837.424	64.337.424

3. Previsión de las variables de facturación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	Nº de Buques	S	1	1	1
		M	7	7	6
		L	145	136	130
		XL	171	161	154
		XXL	-	-	-
	Volumen	S	199.732	187.893	180.058
		M	3.223.736	3.032.663	2.906.190
		L	114.305.886	107.530.892	103.046.481
		XL	183.449.687	172.576.490	165.379.451
		XXL	-	-	-
Almacenamiento de GNL	Capacidad contratada	MWh/día/mes	20.322.057	19.117.554	18.320.285
	Volumen	MWh	5.032.084.230	4.733.828.924	4.536.411.816
Regasificación	Capacidad contratada	MWh/día/mes	956.648	890.411	848.423
	Volumen	MWh	259.384.398	241.424.927	230.040.271
Carga en Cisternas	Capacidad contratada	MWh/día/mes	58.031	59.671	60.452
	Volumen	MWh	11.925.187	12.262.184	12.422.710
Trasvase de planta a buque	Nº de Buques	Buques	153	152	149
	Volumen	MWh	31.730.130	31.501.502	30.909.873
Trasvase de buque a buque	Nº de Buques	Buques	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-
Puesta en frío	Nº de Buques	Buques	-	-	-
	Volumen	MWh	-	-	-
Licuefacción virtual	Capacidad contratada	MWh/día/mes	11.868	11.868	11.868
	Volumen	MWh	1.860.674	1.860.674	1.860.674

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

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	3.340	2.307	1.092
	M	€/Buque	3.340	2.307	1.092
	L	€/Buque	3.946	2.725	1.290
	XL	€/Buque	4.504	3.111	1.472
	XXL	€/Buque	4.504	3.111	1.472
	TV	€/MWh	0,024	0,020	0,024
Almacenamiento de GNL	TF	€/(MWh/día) y año	0,446	0,311	0,148
	TV	€/MWh	0,002	0,002	0,002
Regasificación	TF	€/(MWh/día) y año	15,64	11,02	5,29
	TV	€/MWh	0,183	0,158	0,188
Carga en Cisternas	TF	€/(MWh/día) y año	18,213	163,567	5,781
	TV	€/MWh	0,345	0,270	0,301
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	0,011	0,008	0,006
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	0,465	0,372	0,415
Puesta en frío	TV	€/MWh	0,447	0,349	0,361
Licuefacción Virtual	TF	€/(MWh/día) y año	1,050	0,750	0,372

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

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de Buques	S	€/Buque	-89,2%	-30,9%	-52,7%
	M	€/Buque	-89,2%	-30,9%	-52,7%
	L	€/Buque	-89,2%	-30,9%	-52,7%
	XL	€/Buque	-89,2%	-30,9%	-52,7%
	XXL	€/Buque	-89,2%	-30,9%	-52,7%
	TV	€/MWh	14,3%	-16,7%	20,0%
Almacenamiento de GNL	TF	€/ (MWh/día) y año	-89,0%	-30,2%	-52,5%
	TV	€/MWh	0,0%	0,0%	0,0%
Regasificación	TF	€/ (MWh/día) y año	-88,6%	-29,6%	-52,0%
	TV	€/MWh	17,3%	-13,7%	19,0%
Carga en Cisternas	TF	€/ (MWh/día) y año	-89,6%	798,1%	-96,5%
	TV	€/MWh	-4,2%	-21,7%	11,5%
Trasvase de planta a buque	TV	€/MWh	-85,7%	-27,3%	-25,0%
Trasvase de buque a buque	TV	€/MWh	-18,4%	-20,0%	11,6%
Puesta en frío	TV	€/MWh	-59,1%	-21,9%	3,4%
Licuefacción Virtual	TF	€/ (MWh/día) y año	-88,3%	-28,6%	-50,4%

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

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	€/MWh	0,041	0,032	0,030
	M	€/MWh	0,031	0,025	0,026
	L	€/MWh	0,029	0,023	0,026
	XL	€/MWh	0,028	0,023	0,025
	XXL	€/MWh			
Almacenamiento de GNL		€/MWh	0,004	0,004	0,003
Vaporización		€/MWh	0,241	0,223	0,207
Carga de GNL en cisternas		€/MWh	0,433	0,369	0,328
Trasvase de GNL de planta a buque		€/MWh	0,011	0,009	0,006
Trasvase de GNL de buque a buque		€/MWh	-	-	-
Puesta en frío de buques		€/MWh	-	-	-
Licuefacción virtual		€/MWh			
Total (1)		€/MWh	0,359	0,329	0,298

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

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Descarga de GNL	S	€/MWh	-73,9%	-20,7%	-6,9%
	M	€/MWh	-64,4%	-19,0%	3,7%
	L	€/MWh	-56,9%	-19,2%	9,3%
	XL	€/MWh	-52,9%	-18,8%	10,8%
	XXL	€/MWh	n.a.	n.a.	n.a.
Almacenamiento de GNL		€/MWh	-79,7%	-11,7%	-18,9%
Vaporización		€/MWh	-63,8%	-7,4%	-7,1%
Carga de GNL en cisternas		€/MWh	-64,4%	-14,6%	-11,1%
Trasvase de GNL de planta a buque		€/MWh	-85,3%	-19,1%	-35,6%
Trasvase de GNL de buque a buque		€/MWh	n.a.	n.a.	n.a.
Puesta en frío de buques		€/MWh	-100,0%	n.a.	n.a.
Licuefacción virtual		€/MWh			
Total		€/MWh	-67,2%	-8,4%	-9,3%

Fuente: CNMC

Por otro lado, en el Cuadro 145 se muestra la evolución de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación, la previsión de las variables de facturación y evolución de los términos de facturación de dicho peaje hasta el final del periodo regulatorio. Se indica así mismo la facturación media correspondiente a cada grupo tarifario, así como su variación porcentual.

Cuadro 145. Evolución durante el periodo regulatorio del peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

1. Previsión de la retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación

Retribución a recuperar por el peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación (€)	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Retribución por Continuidad del suministro	44.202.506	30.941.754	17.681.003
Hibernación MUSEL	24.942.331	24.942.331	24.942.331
Total	69.144.837	55.884.085	42.623.333

2. Previsión de las variables de facturación

Demanda	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores nacionales conectados a la redes locales			323.918.298.569	311.043.394.473	295.963.082.967
RL.1	Volumen	kWh	10.628.701.083	10.543.349.986	10.455.701.947
RL.2	Volumen	kWh	22.700.570.326	22.516.704.956	22.328.518.148
RL.3	Volumen	kWh	6.986.518.704	6.930.608.657	6.873.192.843
RL.4	Volumen	kWh	6.643.795.946	6.729.182.210	6.793.840.966
RL.5	Volumen	kWh	12.711.561.901	12.882.696.744	13.003.274.158
RL.6	Volumen	kWh	7.827.087.792	7.973.800.009	8.040.813.523
RL.7	Volumen	kWh	9.820.999.137	10.073.490.890	10.144.198.875
RL.8	Volumen	kWh	17.548.416.658	18.052.430.751	18.164.493.815
RL.9	Volumen	kWh	25.029.385.576	25.805.888.153	25.947.584.464
RL.10	Volumen	kWh	42.683.904.635	43.917.290.284	44.087.793.952
RL.11	Volumen	kWh	161.337.356.812	145.617.951.833	130.123.670.275
Consumidores conectados PS uniciente	Volumen	kWh	9.894.879.483	10.198.463.205	10.343.991.501
Total Demanda			333.813.178.052	321.241.857.678	306.307.074.468

Número suministros	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Suministros	Número	4.594.552	4.615.339	4.635.021
RL.2	Suministros	Número	2.984.366	2.997.658	3.010.231
RL.3	Suministros	Número	380.606	382.326	383.954
RL.4	Suministros	Número	50.571	50.839	51.216
RL.5	Suministros	Número	21.246	21.356	21.509
RL.6	Suministros	Número	3.241	3.258	3.278
RL.7	Suministros	Número	1.109	1.114	1.119
RL.8	Suministros	Número	687	690	692
RL.9	Suministros	Número	310	312	312
RL.10	Suministros	Número	190	191	191
RL.11	Suministros	Número	101	101	101
Total Suministros			8.036.978	8.073.183	8.107.625

Capacidad equivalente	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
RL.1	Capacidad	kWh/día	79.212.715	78.577.555	77.924.112
RL.2	Capacidad	kWh/día	189.188.292	187.655.665	186.087.107
RL.3	Capacidad	kWh/día	55.143.860	54.702.184	54.248.570
RL.4	Capacidad	kWh/día	46.771.512	47.370.337	47.824.037
RL.5	Capacidad	kWh/día	99.182.795	100.502.987	101.440.823
RL.6	Capacidad	kWh/día	48.905.612	49.823.449	50.237.878
RL.7	Capacidad	kWh/día	51.599.550	52.698.048	52.992.861
RL.8	Capacidad	kWh/día	80.878.351	82.761.486	83.151.406
RL.9	Capacidad	kWh/día	103.552.470	106.182.645	106.646.097
RL.10	Capacidad	kWh/día	161.038.634	164.803.849	165.291.574
RL.11	Capacidad	kWh/día	681.947.901	618.401.316	549.650.348
Total capacidad equivalente			1.597.421.690	1.543.479.520	1.475.494.813

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

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	0,000207	0,000174	0,000139
	TF cliente	(€/año)	8,35	6,70	5,08
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	0,484225	0,393674	0,302144
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	0,131691	0,107066	0,082171
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	0,057621	0,046845	0,035952
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	0,009026	0,007193	0,005440
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	0,001788	0,001424	0,001077
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	0,000553	0,000438	0,000331
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	0,000179	0,000142	0,000107
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	0,000071	0,000056	0,000042
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	0,000025	0,000020	0,000015
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	0,000010	0,000008	0,000006	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	0,000001	0,000001	0,000001	

4. Evolución de los términos de facturación del peaje asociado a otros costes de regasificación

Servicio	Variable	Unidad	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Peaje asociado a la recuperación de otros costes de regasificación	TV	€/ kWh	-7,7%	-16,0%	-20,0%
	TF cliente	(€/año)	-16,8%	-19,7%	-24,2%
	TF capacidad RL. 1	€/ (kWh/día) y año	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 2	€/ (kWh/día) y año	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 3	€/ (kWh/día) y año	-16,6%	-18,7%	-23,3%
	TF capacidad RL. 4	€/ (kWh/día) y año	-16,2%	-20,3%	-24,4%
	TF capacidad RL. 5	€/ (kWh/día) y año	-16,3%	-20,4%	-24,4%
	TF capacidad RL. 6	€/ (kWh/día) y año	-17,5%	-20,8%	-24,4%
	TF capacidad RL. 7	€/ (kWh/día) y año	-18,7%	-21,0%	-24,3%
	TF capacidad RL. 8	€/ (kWh/día) y año	-19,4%	-21,2%	-24,3%
	TF capacidad RL. 9	€/ (kWh/día) y año	-19,4%	-21,3%	-24,4%
TF capacidad RL. 10	€/ (kWh/día) y año	-18,8%	-21,1%	-24,3%	
TF capacidad RL. 11	€/ (kWh/día) y año	5,0%	-11,2%	-14,7%	

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

Facturación (€)		Variable facturación	Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		kWh	2.049.589	1.774.152	1.439.390
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	Suministro	38.356.777	30.933.978	23.544.312
	RL.2	Suministro	24.914.438	20.091.587	15.290.938
	RL.3	Suministro	3.177.421	2.562.511	1.950.352
	RL.4	Suministro	422.180	340.745	260.157
	RL.5	Suministro	177.368	143.139	109.260
	RL.6	Capacidad	27.058	21.836	16.651
	RL.7	Capacidad	9.254	7.467	5.683
	RL.8	Capacidad	5.732	4.624	3.516
	RL.9	Capacidad	2.589	2.088	1.586
	RL.10	Capacidad	1.586	1.280	972
	RL.11	Capacidad	843	679	515
Total			69.144.837	55.884.085	42.623.333

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

Facturación media (€/kWh)		Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		0,000207	0,000174	0,000139
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	0,003609	0,002934	0,002252
	RL.2	0,001098	0,000892	0,000685
	RL.3	0,000455	0,000370	0,000284
	RL.4	0,000064	0,000051	0,000038
	RL.5	0,000014	0,000011	0,000008
	RL.6	0,000003	0,000003	0,000002
	RL.7	0,000001	0,000001	0,000001
	RL.8	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.9	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.10	0,000000	0,000000	0,000000
	RL.11	0,000000	0,000000	0,000000

7. Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación

Evolución de la facturación media del peaje asociado a otros costes de regasificación		Oct 23 - Sep 24	Oct 24 - Sep 25	Oct 25 - Sep 26
Consumidores conectados PS unicliente		-7,7%	-16,0%	-20,0%
Consumidores nacionales conectados a la redes locales	RL.1	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	RL.2	-16,9%	-18,7%	-23,3%
	RL.3	-16,6%	-18,7%	-23,3%
	RL.4	-16,2%	-20,3%	-24,4%
	RL.5	-16,3%	-20,4%	-24,4%
	RL.6	-17,2%	-20,8%	-24,4%
	RL.7	-19,0%	-21,3%	-24,4%
	RL.8	-19,6%	-21,6%	-24,4%
	RL.9	-19,7%	-21,8%	-24,4%
	RL.10	-19,6%	-21,6%	-24,3%
	RL.11	2,5%	-10,8%	-15,1%

Fuente: CNMC

10. IMPACTO CONJUNTO DE LA VARIACIÓN DE PEAJES SOBRE EL CONSUMIDOR FINAL

En el presente epígrafe se muestra el impacto sobre el consumidor final de la variación de peajes que resulta para el ejercicio 2024. A los efectos se hace necesario imputar la facturación de aquellos peajes no vinculados al punto de suministro, esto es, los peajes asociados a los servicios de regasificación y el peaje de entrada a la red de transporte, para lo que se han considerado las siguientes hipótesis:

- La facturación por los peajes de descarga y de almacenamiento de GNL resulta de aplicar el coste medio a todos los consumidores independientemente de su perfil de consumo.

- b) La facturación del peaje de regasificación resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera²².
- c) La facturación del peaje de carga en cisternas resulta de aplicar los correspondientes términos de facturación a la capacidad contratada equivalente y al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite de distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.
- d) La facturación del peaje de entrada a la red de transporte resulta de aplicar el coste medio de entrada a la capacidad contratada equivalente y el término variable del peaje de entrada al consumo previsto de cada grupo tarifario de consumidores suministrados desde las redes de transporte y distribución, teniendo en cuenta el efecto cartera.

En el Cuadro 146 se muestra el resultado de facturar las variables de previsión del ejercicio 2024 para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de la Resolución de precios del año de gas 2023 y los que resultan para 2024 (en adelante, facturación de peajes). Esto es, no se considera la facturación por el canon de almacenamiento subterráneo, cargos, tasa de hidrocarburos gaseosos y cuota del GTS.

Se observa que, con las hipótesis anteriores, la facturación por peajes se reduce para todos los consumidores entre un -1,6% y un -19,1%, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes transitorios RLTA.5 para los que resulta un incremento del 14,0%.

Respecto de los consumidores suministrados desde redes abastecidas por plantas satélite, se observa que, si bien los peajes de redes locales aumentan para todos los grupos tarifarios (como consecuencia del periodo transitorio), la facturación por peajes se reduce motivado por la reducción del peaje de regasificación y de otros costes de regasificación, con la excepción de los peajes RLPS.4 que aumenta, en términos medios, el 2,4% (véase Cuadro 147).

²² El efecto cartera resulta de la comparación de las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes de regasificación o de entrada en la red de transporte con las capacidades contratadas equivalentes y los volúmenes asociados a las salidas de la red de transporte.

Cuadro 146. Facturación de los consumidores suministrados desde redes locales a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RL.1	C ≤ 5.000	4.482.826	57,0%	10.422.168	3,2%	77.787	4,9%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	2.936.918	37,3%	22.341.858	6,9%	186.218	11,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	371.641	4,7%	6.825.622	2,1%	53.932	3,4%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	49.619	0,6%	6.500.349	2,0%	45.881	2,9%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	740	0,0%	646.239	0,2%	4.790	0,3%
RLTB.5		20.282	0,3%	11.896.980	3,7%	93.395	5,9%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	848	0,0%	2.450.676	0,8%	15.971	1,0%
RLTB.6		2.336	0,0%	5.231.014	1,6%	32.085	2,0%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	711	0,0%	6.608.226	2,0%	35.295	2,2%
RLTB.7		385	0,0%	3.130.282	1,0%	15.800	1,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	680	0,0%	17.468.694	5,4%	80.621	5,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	310	0,0%	25.029.386	7,8%	103.552	6,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	190	0,0%	42.683.905	13,2%	161.039	10,1%
RL.11	C > 500.000.000	101	0,0%	161.337.357	50,0%	681.948	42,9%
Total		7.867.588	100,0%	322.572.754	100,0%	1.588.314	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2023 (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,595	0,523	1,133	27,252	4,237	33,740
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,638	0,578	1,165	21,607	1,295	25,284
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,617	0,551	1,208	19,882	0,536	22,794
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,574	0,497	0,973	15,359	0,075	17,478
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,592	0,520	0,680	7,431	0,011	9,234
RLTB.5		0,614	0,548	0,986	12,604	0,017	14,769
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,547	0,463	0,657	4,994	0,003	6,665
RLTB.6		0,528	0,438	0,833	8,896	0,004	10,699
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,488	0,388	0,800	3,196	0,001	4,873
RLTB.7		0,473	0,369	0,759	4,428	0,001	6,030
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,451	0,342	0,699	2,416	0,000	3,908
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,427	0,311	0,632	1,094	0,000	2,465
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,409	0,288	0,581	0,898	0,000	2,176
RL.11	C > 500.000.000	0,432	0,317	0,644	0,573	0,000	1,966
Total		0,467	0,361	0,728	4,499	0,240	6,296

3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2024 (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	0,298	0,667	1,077	26,209	- 0,603	27,648
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,306	0,731	1,188	20,816	- 1,802	21,238
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,302	0,699	1,133	18,706	- 2,394	18,446
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,294	0,637	1,026	15,025	- 1,032	15,950
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,297	0,663	0,810	9,346	- 0,585	10,531
RLTB.5		0,301	0,695	1,140	13,181	- 0,871	14,447
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,289	0,597	0,794	5,990	- 1,112	6,557
RLTB.6		0,285	0,569	0,986	9,664	- 1,436	10,068
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,278	0,510	0,809	3,490	- 0,967	4,120
RLTB.7		0,275	0,489	0,772	4,359	- 0,913	4,981
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,271	0,457	0,717	2,554	- 0,661	3,338
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0,266	0,422	0,656	1,126	- 0,317	2,154
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0,263	0,395	0,610	0,958	- 0,282	1,944
RL.11	C > 500.000.000	0,267	0,428	0,668	0,605	- 0,282	1,686
Total		0,27	0,48	0,756	4,46	- 0,55	5,424

4. % variación facturación a peajes año de gas 2024 sobre los del año de gas 2023

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RL.1	C ≤ 5.000	-49,9%	27,5%	-4,9%	-3,8%	-114,2%	-18,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	-52,1%	26,4%	1,9%	-3,7%	-239,2%	-16,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	-51,1%	26,9%	-6,2%	-5,9%	-546,4%	-19,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	-48,8%	28,1%	5,5%	-2,2%	-1472,3%	-8,7%
RLTA.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-49,8%	27,6%	19,0%	25,8%	-5287,0%	14,0%
RLTB.5		-50,9%	27,0%	15,6%	4,6%	-5287,0%	-2,2%
RLTA.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-47,2%	29,1%	20,8%	19,9%	-32733,8%	-1,6%
RLTB.6		-46,0%	29,8%	18,4%	8,6%	-32733,8%	-5,9%
RLTA.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-43,1%	31,6%	1,1%	9,2%	-73074,2%	-15,5%
RLTB.7		-41,9%	32,4%	1,7%	-1,5%	-73074,2%	-17,4%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-40,0%	33,7%	2,6%	5,7%	-188460,5%	-14,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-37,6%	35,5%	3,9%	2,9%	-264241,4%	-12,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-35,7%	37,1%	5,1%	6,7%	-679881,8%	-10,6%
RL.11	C > 500.000.000	-38,1%	35,1%	3,6%	5,6%	-6670300,0%	-14,2%
Total		-41,4%	32,8%	3,8%	-0,8%	-328,1%	-13,8%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

Cuadro 147. Facturación de los consumidores suministrados desde plantas satélite a los peajes establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 y a los peajes que resultan para el año de gas 2024

1. Variables de facturación

Peaje	Tamaño (kWh)	Nº clientes	% sobre total clientes	Volumen (MWh)	% sobre volumen total	Capacidad (MWh/día)	% sobre total capacidad
RLPS.1	C ≤ 5.000	111.726	66,0%	206.533	15,3%	1.425	15,6%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	47.448	28,0%	358.712	26,7%	2.970	32,6%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	8.965	5,3%	160.897	12,0%	1.212	13,3%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	952	0,6%	143.447	10,7%	891	9,8%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	224	0,1%	168.343	12,5%	998	11,0%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	57	0,0%	145.398	10,8%	849	9,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	12	0,0%	82.491	6,1%	505	5,5%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	7	0,0%	79.723	5,9%	257	2,8%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
RLPS.11	C > 500.000.000	-	0,0%	-	0,0%	-	0,0%
Total		169.390	100,0%	1.345.544	100,0%	9.108	100,0%

2. Facturación a peajes vigentes año de gas 2023 (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,199	-	-	22,276	5,329	27,804
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,202	-	-	17,456	1,303	18,962
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,201	-	-	15,738	0,549	16,488
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,197	-	-	12,547	0,065	12,810
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,197	-	-	10,499	0,013	10,709
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,197	-	-	8,336	0,004	8,537
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,197	-	-	4,061	0,002	4,260
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,190	-	-	1,373	0,000	1,563
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
Total		0,199	-	-	13,837	1,240	15,276

3. Facturación a peajes resultantes para el año de gas 2024 (€/MWh)

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	0,122	-	-	23,397	- 0,758	22,761
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	0,123	-	-	17,781	- 1,813	16,090
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	0,123	-	-	15,874	- 2,450	13,546
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	0,122	-	-	12,795	- 0,897	12,020
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	0,122	-	-	11,519	- 0,680	10,961
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	0,122	-	-	8,365	- 1,254	7,232
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	0,122	-	-	4,228	- 1,108	3,241
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	0,121	-	-	1,507	- 0,462	1,166
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
Total		0,12	-	-	14,29	- 1,30	13,105

4. % variación facturación a peajes año de gas 2024 sobre los del año de gas 2023

Peaje	Tamaño (kWh)	Regasificación	Entrada Transporte	Salida Transporte	Redes Locales	Otros Costes de Regasificación	Total
RLPS.1	C ≤ 5.000	-38,6%			5,0%	-114,2%	-18,1%
RLPS.2	5.000 < C ≤ 15.000	-39,3%			1,9%	-239,2%	-15,1%
RLPS.3	15.000 < C ≤ 50.000	-38,9%			0,9%	-546,4%	-17,8%
RLPS.4	50.000 < C ≤ 300.000	-38,2%			2,0%	-1472,3%	-6,2%
RLPS.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	-38,1%			9,7%	-5287,0%	2,4%
RLPS.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	-38,0%			0,3%	-32733,8%	-15,3%
RLPS.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	-38,2%			4,1%	-73074,2%	-23,9%
RLPS.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	-36,7%			9,8%	-188460,5%	-25,4%
RLPS.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RLPS.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RLPS.11	C > 500.000.000						
Total		-38,5%			3,3%	-205,2%	-14,2%

Fuente: Resolución de 19 de mayo de 2022 y CNMC

11. OTRAS DISPOSICIONES

11.1. Peaje interrumpible de acceso a las redes locales

El artículo 24 de la Circular 6/2020 establece en su apartado 3 que mientras existan problemas de congestión zonal en el sistema gasista, el Gestor Técnico del Sistema propondrá anualmente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia las zonas con posibilidad de congestión y la capacidad susceptible de ser contratada bajo el régimen de interrumpibilidad.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará por Resolución las zonas y los valores concretos de capacidad a contratar, previa comunicación a la Dirección General de Política Energética y Minas.

En cumplimiento de lo anterior, el pasado 15 de febrero se recibió en la CNMC, propuesta del GTS de zonas con posibilidad de congestión para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2023 y el 30 de septiembre de 2024. En particular, el GTS propone que se oferte 16 GWh/día de interrumpibilidad tipo A (5 días) en las siguientes zonas y capacidades:

- a) 2 GWh/día en la Red prelitoral 45 bar (Montmeló), por la saturación del gasoducto Serinyá-Figueres, hasta la construcción del Ramal Norte del Gasoducto Martorell-Figueres y el gasoducto Figueres-Figueres.
- b) 3 GWh/día en la Red de Pamplona, dicha situación quedará parcialmente resuelta en 1 GWh/día, con la incorporación del gasoducto Puente la Reina-Muruarte de Reta y la cantidad restante, 2 GWh/día, con la incorporación de la duplicación Sansoáin-Lumbier.
- c) 11 GWh/día en el Ramal de Algeciras, tras el cese de flujos importadores y comienzo de flujos exportadores –con caudales superiores a los esperados inicialmente- a través de la conexión internacional de Tarifa, y ante la imposibilidad para satisfacer el 100% de los ciclos y la demanda punta industrial conectados al ramal de Algeciras.

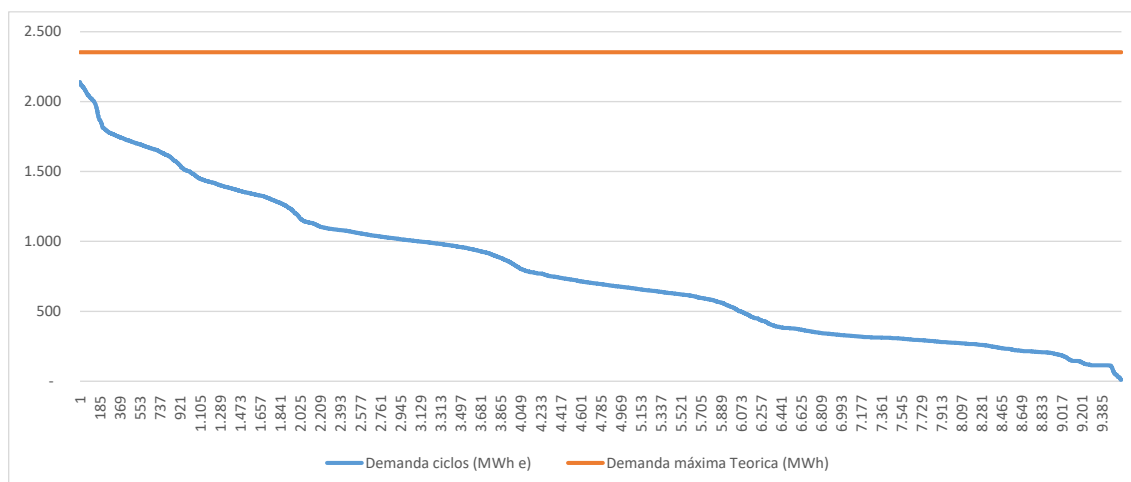
Se indica que la solicitud de peaje interrumpible para el Ramal de Algeciras no se había incluido en años anteriores. El GTS señala que el abastecimiento de la demanda conectada a dicho Ramal (16”) requiere de unas elevadas presiones de entrada, antes garantizadas por las importaciones a través de Tarifa. En consecuencia, el final de las importaciones a través de dicho punto determina que solo pueda garantizar el 80% de los ciclos combinados a la vez que la demanda punta industrial asociada a dicho ramal.

Adicionalmente, señala el pasado año 2022 se caracterizó por elevado funcionamiento de los ciclos combinados. Así, el pasado 1 de septiembre de 2022 se alcanzó una demanda máxima, en dicho ramal, de 99,19 GWh/d, lo que supone aproximadamente un 90% de la potencia instalada, coincidiendo de forma simultánea con una exportación a Marruecos a través de la CI de Tarifa de 27,8 GWh/d. Esta punta de consumo eléctrico se produjo en un año en el que la demanda industrial de la zona se vio reducida en torno a un 40% respecto al mismo valor registrado el año anterior. Este descenso, supone una pérdida próxima a los 10 GWh/d, y podría ser recuperada atendiendo a la evolución de

los precios en los próximos meses. Por lo que, atendiendo a lo anterior, resulta razonable valorar una oferta de peaje interrumpible correspondiente al 10% de la potencia instalada de las CTCCs en dicho ramal.

A efectos ilustrativos, en el Gráfico 4 se muestra la monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en dicho ramal entre el 1 de enero de 2022 y el 23 de marzo de 2023. Se observa que en 15 horas la demanda superó el 90% de la demanda máxima teórica conjunta de todos los ciclos, y en 174 horas el 80%.

Gráfico 4. Monótona de la demanda de los ciclos combinados situados en el Ramal de Algeciras y demanda máxima teóricas (MWh) entre el 1/1/2022 y el 23/3/2023.



Fuente: REE

Cabe señalar que, además de los gasoductos anteriores, los agentes propusieron al GTS declarar peaje interrumpible en el gasoducto Zamora-Llanera-Tuy, por saturación de la zona, si bien indicaron que el volumen a asignar debía depender de la valoración por parte del GTS en función de las entradas programadas en la planta de regasificación de Reganosa.

Respecto a la propuesta del GTS se señala la necesidad de venga acompañada información suficiente sobre el grado de saturación de los gasoductos a efectos de permitir su adecuada valoración. En particular, debería incluir, al menos, información relativa a (i) la probabilidad de ocurrencia de la interrupción, (ii) los posibles consumidores afectados por la misma y (iii) los consumidores susceptibles de acogerse al peaje interrumpible. Asimismo, sería deseable que,

si existen ciclos combinados en las zonas propuestas, se acompañara de informe del OS indicado la posible afectación al suministro eléctrico.

En relación con las solicitudes para las zonas de Red prelitoral 45 bar (Montmeló) y Red de Pamplona se indica que la demanda del último año con información disponible (año de gas 2022) es un 3,7% inferior y un 5,7% inferior a la demanda máxima registrada (años 2018 y 2019 respectivamente), sin que se hayan producido interrupciones, por lo que no se considera necesario ofertar capacidad interrumpible.

En relación con la solicitud para el Ramal de Algeciras, si bien la demanda de ciclos combinados peninsulares prevista para el ejercicio 2024 (79,3 GWh) es un 37,4% inferior a la demanda registrada en 2022 (126,6 GWh), por lo que la probabilidad de ocurrencia de dichas congestiones se considera muy puntual, se considera adecuada la interrumpibilidad propuesta por el GTS (11 GWh/día) para dicha zona por razones de seguridad de suministro.

11.2. Refacturación de puntos de suministros que a los que tras la reubicación no les es de aplicación la obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado

Conforme al artículo 9 de la Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre²³, todos los consumidores, ya sean firmes o interrumpibles, con consumos superiores a 5.000.000 kWh/año deben disponer de equipos de telemedida capaces de realizar, al menos, la medición de los caudales diarios.

En todo caso para contratar corto plazo hay que tener telemedida.

Por otra parte, conforme al artículo 25.2 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, los responsables de la facturación deben comprobar la correcta ubicación del punto de suministro en el peaje que le corresponda por el consumo real registrado, bien en el año de gas bien en los últimos doce meses, procediendo, en su caso, a la refacturación del punto de suministro.

²³ Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas (<https://boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13768#a9>).

Adicionalmente, el artículo 26.1 de la Circular 6/2020, de 22 de julio, establece la facturación del término por la capacidad contratada y, en su caso, por la capacidad demandada para los consumidores con obligación de disponer de telemedida y, en su caso, a todos aquellos puntos de suministro que se determine que han de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado de acuerdo con la normativa vigente.

Por último, el artículo el artículo 26.4 de la Circular prevé la posibilidad de que los suministros que sin obligación de disponer de equipo de medida con capacidad de registro diario del caudal máximo demandado dispongan de él opten por la facturación del término fijo por capacidad contratada y, en su caso, capacidad demandada.

Al respecto, se han recibido diversas consultas por parte de los agentes sobre como refacturar el término fijo a aquellos puntos de suministro para los que tras el proceso de reubicación establecida en el artículo 25.2 de la Circular 6/2020, ya no le fuera de aplicación la obligación de disponer de telemedida.

Con objeto de armonizar el tratamiento que da a todos los consumidores en esta situación se considera oportuno incluir una nueva disposición en Resolución, en la que se recoja el procedimiento a seguir.

En particular, a efectos de la refacturación de los peajes de transporte, redes locales y otros costes de regasificación se establece que:

- 1º El responsable de la facturación deberá comunicar al comercializador o consumidor directo el resultado de la reubicación.
- 2º El comercializador o consumidor directo deber trasladar al responsable de la facturación la elección del método de facturación del término fijo, esto es, por cliente o por capacidad. Si el comercializador o consumidor directo no indicara lo contrario, se mantendrá el mismo método de facturación del término fijo.
- 3º En caso de que en un plazo de 10 días hábiles el comercializador o el consumidor directo no hubieran trasladado el método de facturación del término fijo al responsable de la facturación, se aplicará el término fijo por capacidad contratada y, en su caso, por capacidad demandada.
- 4º En todo caso, a los consumidores que hubieran formalizado contratos de corto plazo durante el periodo considerada a efectos de la reubicación se

le aplicará el término fijo por capacidad contratada y, en su caso, por capacidad demandada.

- 5º Conforme, a lo establecido en artículo 25.2 de la Circular 6/2020, no procederá la refacturación a los consumidores conectados en redes de presión de diseño igual o inferior a 4 bar sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado.

11.3. Disposiciones incluidas en la Resolución de 19 de mayo de 2022

Con objeto de dotar de mayor seguridad jurídica a los agentes y por razones de técnica normativa, en la presente Resolución se ha optado por reproducir el contenido de las siguientes disposiciones incluidas en la Resolución de 19 mayo de 2022:

- Resuelve segundo relativo a la implementación del periodo transitorio
- Resuelve cuarto relativo al procedimiento para facturar el término de capacidad demandada durante el periodo del que disponen los consumidores para instalar la telemedida 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 telemedida en el caso de tras la reubicación le fuera de aplicación la obligación de disponer de telemedida.
- Resuelve sexto relativo a la acreditación del punto de recarga de acceso público y exclusivo para recarga de vehículo de gas natural
- Resuelve séptimo relativo al caudal máximo a considerar a la hora de aplicar los procedimientos de reubicación y refacturación a un punto de suministro inicialmente acogido al peaje de salida de la red local aplicable a los puntos de recarga de vehículos gasistas.