

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2025, Y EL AÑO DE GAS 2026

RAP/DE/010/24

27 de mayo de 2025

www.cnmc.es

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2025 Y EL AÑO DE GAS 2026

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA CONFECCIONAR LAS PREVISIONES.....	8
2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026.....	9
2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2025	9
2.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica.....	9
2.1.2. Previsión de demanda convencional	17
2.1.3. Demanda nacional	38
2.2. Previsión de demanda 2026.....	40
2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica.....	40
2.2.2. Previsión de demanda convencional	44
2.2.3. Demanda nacional	60
2.3. Previsiones de la capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026	62
2.3.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada.....	62
2.3.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte	69
2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2025 y 2026	79
2.4.1. Regasificación.....	80
2.4.2. Carga en cisternas	80
2.4.3. Descarga de buques	81
2.4.4. Traspase de planta a buque / traspase buque a buque / puestas en frío	81
2.4.5. Licuefacción virtual.....	82
2.4.6. Almacenamiento de GNL	82

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2025.....	10
Cuadro I.2 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año 2025 realizada por el OS y el GTS.....	11
Cuadro I.3 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2025 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión.....	14
Cuadro I.4. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2025	15
Cuadro I.5. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2025.....	16
Cuadro I.6. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el cierre del año de gas 2025.....	17
Cuadro I.7. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de las empresas distribuidoras y transportistas para el cierre del año de gas 2025	18
Cuadro I.8. Previsión de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para el cierre del año de gas 2025	20
Cuadro I.9. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el cierre del año de gas 2025.	24
Cuadro I.10. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución de presión inferior o igual a 4 bar.....	30
Cuadro I.11. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas distribuidoras-transportistas para el cierre del año de gas 2025.....	31

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el cierre del año de gas 2025	36
Cuadro I.13. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2025	37
Cuadro I.14. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2025.....	38
Cuadro I.15. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2025 desagregado por grupo tarifario.	39
Cuadro I.16. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2026	40
Cuadro I.17. Previsión de la CNMC para el año de gas 2026 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario	42
Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2026	43
Cuadro I.19. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2026	44
Cuadro I.20. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el año de gas 2026	44
Cuadro I.21. Previsión de las empresas de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2026.....	45
Cuadro I.22 Previsión de las empresas distribuidoras para el año de gas 2026 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.	47
Cuadro I.23. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el año de gas 2026.....	50

Cuadro I.24. Previsión de la CNMC del número de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar y su consumo para el año de gas 2026	55
Cuadro I.25. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2026	56
Cuadro I.26. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2026	58
Cuadro I.27. Previsión de la demanda convencional de las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2026....	59
Cuadro I.28. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2026	60
Cuadro I.29. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2026 desagregado por nivel de presión, grupo tarifario y tipo de consumidor	61
Cuadro I.30. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico.....	66
Cuadro I.31. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2025 con multiplicadores vigentes	67
Cuadro I.32. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2026 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020	68
Cuadro I.33. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026 desglosado por punto de entrada al sistema.....	69
Cuadro I.34. Previsión de exportaciones para el cierre del año de gas 2025 remitida por el GTS y las empresas transportistas.....	71
Cuadro I.35. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el cierre del año de gas 2025	72
Cuadro I.36. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2026.....	73
Cuadro I.37. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2026.....	74
Cuadro I.38. Desglose de la capacidad contratada de salida por punto físico por los VIPs prevista para el año de gas 2025 y 2026	77

Cuadro I.39. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2025 con multiplicadores vigentes.....	78
Cuadro I.40 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2026 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.....	78
Cuadro I.41 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026	79
Cuadro I.42 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2025 con multiplicadores vigentes.....	83
Cuadro I.43 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2026 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año.....	83
Cuadro I.44 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2025 y 2026	84

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular	12
Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear.....	13
Gráfico I.3 Consumo medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años 2021 a 2024 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025.	22
Gráfico I.4. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2021 a 2024 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025.	25
Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial	33
Gráfico I.6. Consumo medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años 2021 a 2024 y previstos por las	

**empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025 y año
de gas 2026..... 48**

**Gráfico I.7. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año)
de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los
años 2021 a 2024 y los previstos por las empresas distribuidoras
para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026..... 52**

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2025 Y EL AÑO DE GAS 2026

En este anexo se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026.

1. INFORMACIÓN DISPONIBLE PARA CONFECCIONAR LAS PREVISIONES

De acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el pasado 20 de diciembre de 2024 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, a excepción de la información relativa a los balances (Anexo B) cuyo plazo de entrega expiraba el 24 de enero de 2025.

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

Como resultado de dichas comprobaciones se detectaron 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.

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>)

2. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2025 Y PARA EL AÑO DE GAS 2026

En el presente epígrafe se describen detalladamente las hipótesis consideradas en la elaboración de las previsiones de las variables de facturación (número de clientes, volumen y capacidad) para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026.

Se indica que atendiendo a las alegaciones de un agente durante el trámite de audiencia y teniendo en cuenta la evolución de la demanda con la última información disponible se ha procedido a actualizar, respecto de la propuesta de Resolución, la demanda destinada a la generación eléctrica.

2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2025

2.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.1 se resume la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el cierre del año de gas 2025, remitida por el GTS² y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

Tanto el GTS como las empresas estiman que la demanda destinada a generación eléctrica se reducirá, un 13,3% y un 10,0%, respectivamente, sobre la registrada en el año de gas 2024. Cabe señalar que según las previsiones del GTS la demanda de las instalaciones de generación se reducirá tanto en el sistema peninsular como en el balear (13,7% y 10,7% respectivamente), mientras que las empresas estiman que la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsular se mantendrá y que la de las instalaciones peninsulares se reducirá en un 11,3% con respecto a la registrada en el año de gas 2024.

² Indicar que el GTS proporciona información por tipo de consumidor sin desagregar por nivel de presión.

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2025

		Previsión Año Gas 2025 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
Volumen (MWh)	Año Gas 2024 (A)	GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
$P > 60 \text{ bar}$	62.959.623		55.799.070		-11,4%
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	-		-		
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	109.764		130.875		19,2%
TOTAL	63.069.387	54.450.953	55.929.945	-13,7%	-11,3%
Sistemas Extrapeninsulares					
$P > 60 \text{ bar}$	8.181.160	7.306.671	8.181.160	-10,7%	0,0%
TOTAL	8.181.160	7.306.671	8.181.160	-10,7%	0,0%
Total					
$P > 60 \text{ bar}$	71.140.783		63.980.230		-10,1%
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	-		-		
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	109.764		130.875		19,2%
TOTAL	71.250.547	61.757.624	64.111.105	-13,3%	-10,0%

Fuente: Base de datos de liquidaciones (LIQUID), GTS y empresas

Por otra parte, conforme a lo establecido en el artículo 19 de la Orden IET/2446/2013³, el Gestor Técnico del Sistema y el Operador del Sistema Eléctrico remitieron a la CNMC previsiones de la demanda de gas de las centrales de generación eléctrica que utilizan gas como combustible para el año natural siguiente, que se resumen en el Cuadro I.2, resultante de considerar las siguientes hipótesis para el sistema peninsular.

- Funcionamiento mínimo por restricciones técnicas zonales que se traduce en una producción mínima próxima a 4 TWh
- Precio spot del derecho de emisión de CO₂ de 68 €/t para el año 2025.

³ 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, disponible en <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2013-13768>.

- c) Precio de carbón importado de 122 \$/t a comienzos del año, que evolucionará paulatinamente hasta alcanzar los 130 \$/t a final de año, año, en línea con los precios de los contratos de futuros del API2
- d) Precios del gas natural que se sitúan entre los 37,5 €/MWh y los 39,5 €/MWh, lo que implica una precedencia económica de las centrales de ciclo combinado sobre las centrales de carbón disponibles.

En el caso del sistema balear, se considera que la generación más económica del sistema eléctrico balear son los ciclos combinados de gas natural, tras ellos los grupos de carbón de la C.T Alcudia sobre los que existen unas limitaciones de funcionamiento por motivos medioambientales de, como máximo, 500 horas anuales.

Cuadro I.2 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año 2025 realizada por el OS y el GTS

Escenario	Hipótesis			Hidraulicidad		
	Demanda en b.c	Saldo de intercambios internacionales	Rango de precios de gas (€/MWh)	Húmeda	Media	Seca
Sistema Peninsular						
A	240.206	- 13.553	27,5 - 29,5	65,0	76,0	101,0
B	234.111	- 11.811	37,5 - 39,5	47,0	59,0	84,0
C	230.598	- 9.568	47,5 - 49,5	34,0	46,0	72,0
Sistema Balear						
A				6,6	6,6	6,6

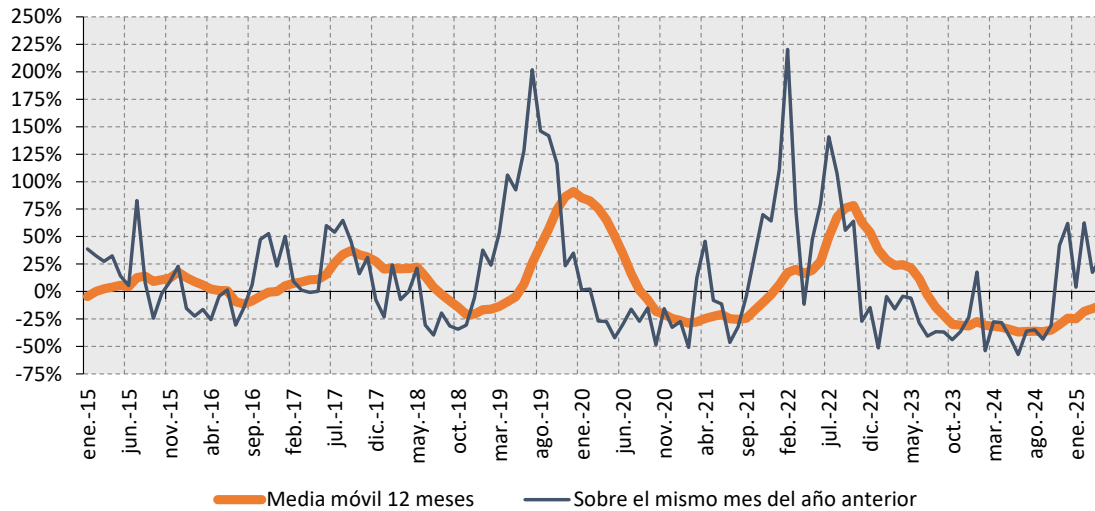
Fuente: OS y GTS

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2015 y abril de 2025. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia creciente desde julio de 2024. En abril de 2025 la media móvil de 12 meses registró una tasa del -12,4%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue del +22,5%.

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por un menor saldo importador de la conexión con Francia, el incremento de la producción hidráulica y el incremento de la producción RECORE (consecuencia del incremento de la

producción de las instalaciones de solar fotovoltaica y otras renovables compensada parcialmente por la reducción de la producción eólica, con residuos y de solar térmica).

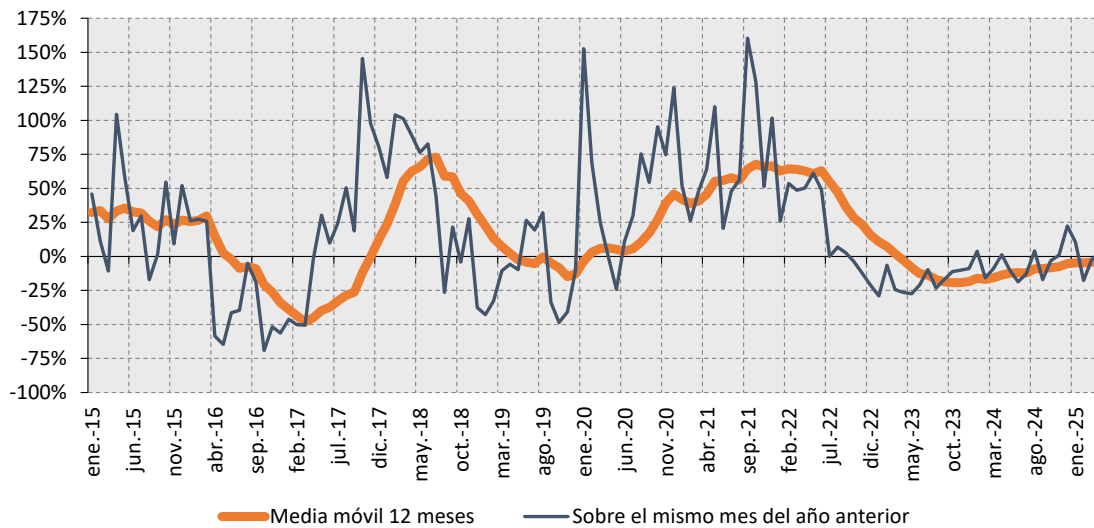
Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destina a generación eléctrica peninsular



Fuente: GTS

En el sistema balear la media móvil de 12 meses a abril de 2025 registró una variación del -4,1%, mientras que la tasa acumulada por año de gas ha registrado un valor de +2,0% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por el incremento de la aportación a través del enlace Península-Baleares, una mayor producción fotovoltaica y de otros residuos.

Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destina a generación eléctrica balear



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2025 alcanzará 68,8 TWh, de los cuales 61,5 TWh corresponden al sistema peninsular y 7,3 TWh al sistema balear. Esta demanda es un 11,3% y un 7,2% superior a las previstas por el GTS y por las empresas, respectivamente.

En el Cuadro I.3 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión.

Cuadro I.3 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2025 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión

Volumen (MWh)	Año Gas 2024 (A)	Año Gas 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	---------------------	---------------------	------------------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	62.959.623	61.344.006	-2,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	109.764	106.947	-2,6%
TOTAL	63.069.387	61.450.953	-2,6%

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	8.181.160	7.306.671	-10,7%
TOTAL	8.181.160	7.306.671	-10,7%

Total

<i>P > 60 bar</i>	71.140.783	68.650.677	-3,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	109.764	106.947	-2,6%
TOTAL	71.250.547	68.757.624	-3,5%

Fuente: CNMC

Respecto a la previsión de capacidad contratada equivalente⁴ de las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de la previsión de las empresas gasistas, que han aportado a la CNMC en respuesta a su solicitud de información. Según la previsión aportada por las empresas a la CNMC la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica se reducirá un 7,6% para el cierre del año de gas 2025 respecto de la registrada en

⁴ Véase artículo 4 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. (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

el año de gas 2024 (véase Cuadro I.4). Esta reducción es coherente con la estimación en la reducción del consumo de gas en dicho año del 10,0%.

Cuadro I.4. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2025

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2024 (A)	Año Gas 2025 (B)	% variación (B) / (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	326.045.737	296.288.808	-9,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	803.063	865.114	7,7%
TOTAL	326.848.800	297.153.921	-9,1%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	0,0%
TOTAL	65.941.600	65.941.600	0,0%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	391.987.337	362.230.408	-7,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	803.063	865.114	7,7%
TOTAL	392.790.400	363.095.521	-7,6%

Fuente: empresas transportistas y distribuidoras

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada, se estima que la reducción de la capacidad contratada peninsular, respecto de la registrada en el año 2024 (-3,7%), será ligeramente inferior a la reducción estimada del volumen consumido (-2,6%). Dicha previsión se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2024, y teniendo en cuenta la contratación realmente registrada en octubre y noviembre de 2024 conforme a la base de datos de liquidaciones gasistas. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada

producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 23 de mayo de 2024⁵ conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para los sistemas no peninsulares se ha mantenido la misma capacidad que la registrada en el ejercicio 2024.

En el Cuadro I.5 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2025 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2025 es un 3,1% inferior a la registrada en el año de gas 2024 y un 4,9% superior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras.

Cuadro I.5. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2025

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2024 (A)	Año Gas 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	326.045.737	314.079.898	-3,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	803.063	769.391	-4,2%
TOTAL	326.848.800	314.849.289	-3,7%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	0,0%
TOTAL	65.941.600	65.941.600	0,0%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	391.987.337	380.021.498	-3,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	803.063	769.391	-4,2%
TOTAL	392.790.400	380.790.889	-3,1%

Fuente: Empresas y CNMC

⁵ Resolución de 23 de mayo de 2024, 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 2025, disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2024/05/30/pdfs/BOE-A-2024-10936.pdf>.

2.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.6 se muestra la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS, diferenciando entre demanda doméstico-comercial⁶, industrial y la demanda abastecida desde plantas satélite. Se observa que el GTS prevé que la demanda de gas se incremente un 2,5% en el año de gas 2025, consecuencia de un incremento del 7,0% de la demanda doméstico-comercial, del 1,4% de la demanda industrial y del 1,0% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

Cuadro I.6. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el cierre del año de gas 2025

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2024
	Año Gas 2024	Año Gas 2025	
Demanda doméstica - comercial	48.055.795	51.435.462	7,0%
Demanda industrial	173.423.545	175.829.948	1,4%
TOTAL	221.479.340	227.265.410	2,6%
Demanda suministrada desde plantas satélite	12.245.879	12.372.059	1,0%
TOTAL	233.725.219	239.637.469	2,5%

Fuente: GTS

Por su parte, las empresas gasistas estiman que la demanda convencional se incrementará en 2025 un 2,9%, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados en redes de transporte y distribución (3,4%) compensado parcialmente por una reducción de la demanda de los

⁶ El GTS distribuye la demanda convencional entre la demanda industrial y la demanda doméstico-comercial a partir del proceso de repartos en puntos de conexión PCTD's, PCDD's, PCLD's y suprapuntos. Se considera demanda doméstico-comercial la demanda de los consumidores no telemedidos más el residuo según el PD02, mientras que como demanda industrial la diferencia entre la demanda del sistema, la demanda de las centrales de generación eléctrica y la demanda doméstico-comercial.

consumidores abastecidos desde plantas satélite unicliente (-7,1%) (véase Cuadro I.7)

Cuadro I.7. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de las empresas distribuidoras y transportistas para el cierre del año de gas 2025

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2024
	Año Gas 2024	Año Gas 2025	
<i>P > 60 bar</i>	53.997.343	54.603.615	1,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.018.014	32.543.694	1,6%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.493.177	81.969.457	7,2%
<i>P ≤ 4 bar</i>	59.317.650	60.151.370	1,4%
TOTAL	221.826.184	229.268.136	3,4%
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	10.098.261	9.379.033	-7,1%
TOTAL	231.924.445	238.647.169	2,9%

Fuente: empresas y CNMC.

2.1.2.1. Demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar

Dadas las diferentes características de los consumidores conectados a plantas satélite y a la red de transporte-distribución se analiza de forma separada cada uno de los colectivos.

En el Cuadro I.8 para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución a presión inferior o igual a 4 bar, se compara las previsiones del número de clientes y su energía consumida remitidas por las empresas distribuidoras para el año de gas 2025, con la información disponible para los años de gas 2023 y 2024 en las bases de datos del sistema de liquidaciones del sistema gasista (LIQUID).

Respecto del número de clientes las previsiones de las empresas suponen que el número de suministros para el año de gas 2025 se reduzca ligeramente -0,1%, (una reducción de 11.189 clientes en términos promedio). En cuanto a la distribución de las variaciones por grupo tarifario, según estas previsiones se producirá un incremento del número de clientes acogidos a los peajes RL.2 a RL.6, variando dichos incrementos entre un 0,6% y un 4,7%, y una reducción en el número de clientes para el resto de los grupos tarifarios (RL.1, RL.7, RL.8 y RL.9), es decir, las empresas estiman una reducción de 115.090 clientes en el grupo tarifario RL.1, y un incremento de 101.104 clientes en el RL.2 y 2.319 en el RL.3

Respecto de la demanda, las previsiones estiman que la demanda se incrementará un 1,3% sobre la registrada en 2024. En particular, las empresas prevén incrementos de demanda en todos los grupos tarifarios, con incrementos entre un 0,1% en el RL.1 y RL.4 y un 11% en el RL.9.

Como resultado de estas previsiones, las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, un 1,5% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2024. Cabe señalar que, en coherencia con los datos sobre número de suministros y demanda, las empresas estiman incrementos de los tamaños medios de todos los grupos tarifarios excepto para los grupos tarifarios RL.2, RL.4 y RL.6 en los que el incremento del número de clientes es superior al incremento de la energía.

Cuadro I.8. Previsión de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para el cierre del año de gas 2025

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2025	Tasas de variación previsión empresas sobre Año Gas 2024
	Año Gas 2023	Año Gas 2024		
A) N° clientes				
P < 4 bar	7.814.622	7.812.235	7.801.046	-0,1%
RL.1	4.718.090	5.432.873	5.317.783	-2,1%
RL.2	2.717.888	2.135.015	2.236.119	4,7%
RL.3	305.242	173.313	175.632	1,3%
RL.4	50.468	52.162	52.451	0,6%
RL.5	20.246	16.752	16.879	0,8%
RL.6	2.143	1.611	1.678	4,1%
RL.7	418	397	394	-0,8%
RL.8	122	107	106	-0,7%
RL.9	4	4	3	-21,8%
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	55.702.244	58.011.994	58.777.460	1,3%
RL.1	9.174.016	12.482.641	12.497.733	0,1%
RL.2	16.798.224	15.370.188	15.570.113	1,3%
RL.3	4.785.474	3.516.280	3.574.455	1,7%
RL.4	5.238.546	6.732.318	6.736.776	0,1%
RL.5	9.705.273	10.110.312	10.309.470	2,0%
RL.6	4.272.637	4.031.630	4.123.969	2,3%
RL.7	3.209.602	3.074.989	3.155.577	2,6%
RL.8	2.370.886	2.433.276	2.520.315	3,6%
RL.9	147.586	260.359	289.055	11,0%
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.128	7.426	7.535	1,5%
RL.1	1.944	2.298	2.350	2,3%
RL.2	6.181	7.199	6.963	-3,3%
RL.3	15.678	20.289	20.352	0,3%
RL.4	103.800	129.065	128.439	-0,5%
RL.5	479.371	603.532	610.792	1,2%
RL.6	1.993.377	2.501.917	2.457.649	-1,8%
RL.7	7.676.944	7.737.444	8.004.624	3,5%
RL.8	19.500.088	22.794.152	23.767.996	4,3%
RL.9	34.726.203	65.089.660	92.386.699	41,9%
RL.10				
RL.11				

Fuente: Empresas y CNMC

PÚBLICA

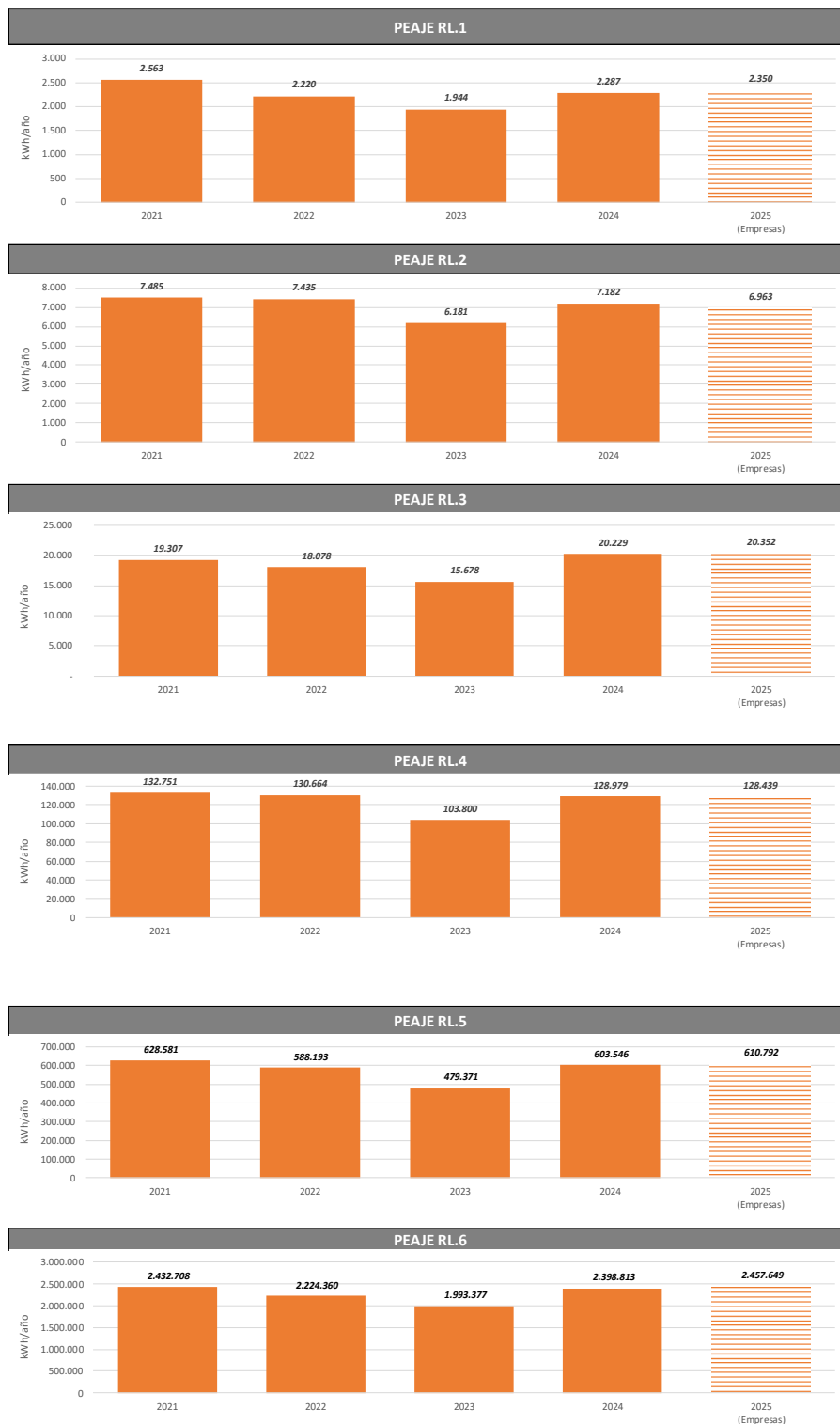
En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.6 para el año de gas 2025 por las empresas gasistas, con los registrados entre los años de gas 2021 a 2024, calculados de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2022, 2023 y 2024 como extremadamente cálidos y, el año 2021 como muy cálido. Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) de 2020-2021 y 2022-2023 fueron cálidos, y el de 2021-2022 y 2023-2024 fueron muy cálidos.⁷

Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por las empresas para estos consumidores son entre un 3,5% y 11,1% superiores al consumo promedio registrado en el periodo 2021 a 2024 con la excepción del grupo tarifario RL.2, que es un 1,5% inferior.

⁷ Los resúmenes climatológicos están disponibles en:
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

Gráfico I.3 Consumo medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años 2021 a 2024 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025.



Fuente: Base de datos de liquidaciones (LIQUID) y empresas

PÚBLICA

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite de distribución (véase Cuadro I.9), las empresas estiman un crecimiento del número de suministros del 1,04% para el año de gas 2025 (1.750 clientes). Todos los grupos de peajes experimentan crecimiento en el número de suministros a excepción de RL.7, para el que se mantiene el número de consumidores.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, las empresas estiman un crecimiento del 5,2% con incremento para todos los consumidores excepto para los grupos RL.1 y RL.7 que, según sus previsiones, experimentarán una reducción de la demanda del 1,1% y del 0,7% respectivamente.

Como resultado de lo anterior, las empresas esperan para el año de gas 2025 un incremento del tamaño medio de los clientes suministrados desde plantas satélite del 4,1% en media, con incrementos para los grupos tarifarios RL.5, RL.7 y RL.8 y reducciones en el resto.

Cuadro I.9. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el cierre del año de gas 2025.

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2025	Tasas de variación sobre Año Gas 2024
	Año Gas 2023	Año Gas 2024		
A) N° clientes				
P < 4 bar	167.255	168.584	170.334	1,04%
RL.1	112.729	123.774	123.980	0,2%
RL.2	45.455	39.134	40.378	3,2%
RL.3	7.720	4.337	4.529	4,4%
RL.4	1.007	1.006	1.059	5,3%
RL.5	266	255	299	17,1%
RL.6	62	62	72	16,6%
RL.7	15	14	14	-1,8%
RL.8	3	3	3	1,0%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.175.194	1.305.655	1.373.909	5,2%
RL.1	181.625	232.606	230.127	-1,1%
RL.2	295.546	309.296	315.663	2,1%
RL.3	122.749	90.396	93.211	3,1%
RL.4	111.528	122.754	128.225	4,5%
RL.5	158.972	165.429	199.730	20,7%
RL.6	144.851	175.508	196.751	12,1%
RL.7	101.498	132.172	131.245	-0,7%
RL.8	58.425	77.494	78.957	1,9%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.026	7.745	8.066	4,1%
RL.1	1.611	1.879	1.856	-1,2%
RL.2	6.502	7.904	7.818	-1,1%
RL.3	15.900	20.844	20.582	-1,3%
RL.4	110.789	122.062	121.067	-0,8%
RL.5	597.639	648.105	668.139	3,1%
RL.6	2.339.450	2.842.230	2.733.638	-3,8%
RL.7	6.959.835	9.554.628	9.662.186	1,1%
RL.8	18.450.115	22.681.302	22.872.169	0,8%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

Fuente: Empresas y CNMC.

PÚBLICA

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2025 por las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los valores registrados de 2021 a 2024, calculados de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

Cabe señalar que, los tamaños medios previstos por las empresas son superiores a los valores medios registrados en los años 2021 a 2024 con la excepción de los peajes RL.1 y RL.4, que resultan un 2,4% y 0,4% inferiores, respectivamente.

Gráfico I.4. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2021 a 2024 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025.





Fuente: Empresas y CNMC

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión de la demanda de los consumidores del grupo tarifario RL.1 a RL.6 conectados en redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

- **Número de consumidores:**

En general, se ha considerado la previsión de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras, con la excepción de las previsiones de los consumidores conectados a redes comprendidas entre 4 y 16 bar, y de los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.4 en presión menos de 4 bar, cuyas previsiones se han estimado teniendo en cuenta la última información disponible.

En particular, la previsión de clientes para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.4 se ha calculado proyectando las tendencias registradas en

los últimos meses de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas (LIQUID), teniendo en cuenta las reubicaciones de consumidores registradas entre octubre y diciembre de 2024, lo que implica que el número de consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, se reduzca un 0,08%, en lugar de un 0,12% estimado por las empresas.

No obstante, lo anterior implica una diferente distribución de los consumidores por grupo tarifario, así mientras que las empresas distribuidoras estiman una reducción de 115.092 consumidores conectados a las redes de transporte y distribución para el peaje RL.1 y un incremento de 101.104 clientes para el peaje RL.2, el escenario de previsión considera un incremento de 61.032 clientes para el peaje RL.1 y una reducción de 68.692 clientes para el peaje RL.2

- **Volumen**

Conforme a la información publicada por el GTS en su página web⁸, entre los meses de diciembre 2024 y febrero de 2025, la variación de la demanda sobre el mismo mes del año anterior asociada a las temperaturas ha sido del 0,6% en diciembre de 2024, del 2,1% en enero de 2025 y del 1,9% en febrero de 2025. Por el contrario, en el año anterior si bien en diciembre de 2023 las temperaturas supusieron un incremento de la demanda convencional del 6,8%, en enero de 2024 y en febrero de 2024, supusieron una reducción del 4,8% y del 7,9% respectivamente.

Adicionalmente y conforme a la nota de operación 2/25 del GTS⁹, entre el 14 y el 17 de marzo de 2025 la ola de frío registrada supuso un incremento de la demanda convencional de 403 GWh.

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha considerado las previsiones remitidas por las empresas, con la excepción de la relativa a los peajes RL.1 a RL.5, para las que ha confeccionado las previsiones considerando lo siguiente:

- Para los meses de octubre de 2024 y diciembre de 2024: La demanda realmente registrada por grupo tarifario, conforme a la base de datos de liquidaciones gasistas.

⁸ Véanse los informes mensuales disponibles en <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-gas/?page=1&category=enagas:demanda-de-gas/informe-mensual&month=&year=#>

⁹ Disponible en [https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/NOTA%20DE%20OPERACI%C3%93N%20N%C2%BA%20_13%2003%2025_ES\(final\).pdf](https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/NOTA%20DE%20OPERACI%C3%93N%20N%C2%BA%20_13%2003%2025_ES(final).pdf)

- Para el periodo enero 2025- marzo 2025: se han aplicado las tasas de variación de la demanda doméstico comercial y pymes publicadas por el GTS en sus informes de progreso mensual¹⁰. Dichas tasas se han distribuido por grupo tarifario en función de las relaciones históricas existentes entre dichas variaciones de demanda y las variaciones de demanda por grupo tarifario registradas en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- Para el resto del año de gas: se han aplicado los tamaños medios registrados en 2024 por grupo tarifario a la previsión de clientes de cada grupo.

Adicionalmente, se ha tenido en cuenta el impacto de las reubicaciones realizadas en el año de gas 2025, sobre el tamaño medio de los consumidores. En particular, se ha considerado que los consumidores que se reubican en peajes de consumo anual inferior tienen un consumo superior al consumo promedio del peaje de destino correspondiente, pero inferior al consumo medio del peaje de origen. Para ello, se ha utilizado la información de clientes, volumen y tamaños medios por tramos de consumo remitidas por las empresas distribuidoras.

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que la demanda de clientes conectados a redes de presión inferior a 4 bar se incrementa un 2,4% sobre la registrada en el ejercicio 2024, consecuencia de incremento de la demanda del 2,4% de los clientes conectados a redes de transporte y distribución, y un incremento del 2,2% de la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite, variaciones superiores a las previstas por las empresas distribuidoras (1,4% y 1,8% respectivamente).

- **Capacidad contratada equivalente**

La previsión de la capacidad contratada se ha confeccionado en función del factor de carga, tomando como referencia tanto la información remitida por las empresas como la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

- Para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de equipo que permita la medición de caudales diarios (RL.1 a RL.6) se ha

¹⁰ Disponible en <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-gas/?category=enagas:demanda-de-gas/informe-mensual>

mantenido, con carácter general, los factores de carga estimados para el ejercicio 2024.

- Para el resto de los grupos tarifarios, se ha estimado teniendo en cuenta la evolución del factor de carga teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

La capacidad contratada que resulta de aplicar el factor de carga al volumen previsto para cada grupo tarifario se distribuye por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2024. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales. La capacidad contratada equivalente resulta de aplicar a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 23 de mayo de 2024 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

En el Cuadro I.10 se resume el escenario de previsión considerado para el cierre de 2025.

Cuadro I.10. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución de presión inferior o igual a 4 bar

		Año Gas 2024 (A)		Prevision cierre 2025 (B)		% variación (B) sobre (A)	
Peaje	Volumen (MWh)	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
RL.1	C ≤ 5.000	232.606	123.774	243.296	124.718	4,6%	0,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	309.296	39.134	313.606	39.144	1,4%	0,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	90.396	4.337	90.400	4.558	0,0%	5,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	122.754	1.006	125.038	1.020	1,9%	1,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	165.429	255	167.797	299	1,4%	17,1%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	175.508	62	187.890	72	7,1%	16,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	132.172	14	127.687	14	-3,4%	-1,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	77.494	3	78.957	3	1,9%	1,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		1.305.655	168.584	1.334.671	169.828	2,2%	0,7%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
RL.1	C ≤ 5.000	12.482.641	5.432.873	13.066.839	5.485.049	4,7%	1,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.370.188	2.135.015	15.355.532	2.068.082	-0,1%	-3,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3.516.280	173.313	3.452.480	171.619	-1,8%	-1,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.732.318	52.162	6.842.216	52.212	1,6%	0,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.110.312	16.752	10.604.204	16.879	4,9%	0,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.031.630	1.611	4.101.813	1.678	1,7%	4,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.074.989	397	3.176.805	394	3,3%	-0,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.433.276	107	2.520.315	106	3,6%	-0,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	260.359	4	289.055	3	11,0%	-21,8%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		58.011.994	7.812.235	59.409.257	7.796.022	2,4%	-0,2%
III. Total							
RL.1	C ≤ 5.000	12.715.248	5.556.647	13.310.134	5.609.766	4,7%	1,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.679.484	2.174.149	15.669.138	2.107.226	-0,1%	-3,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3.606.676	177.650	3.542.880	176.177	-1,8%	-0,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.855.072	53.168	6.967.254	53.232	1,6%	0,1%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.275.741	17.007	10.772.001	17.178	4,8%	1,0%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.207.138	1.673	4.289.703	1.750	2,0%	4,6%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.207.162	411	3.304.492	408	3,0%	-0,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.510.770	110	2.599.271	109	3,5%	-0,6%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	260.359	4	289.055	3	11,0%	-21,8%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		59.317.650	7.980.819	60.743.929	7.965.850	2,4%	-0,2%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.1.2.2. Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.11 se muestra la previsión de las empresas gasistas para la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar.

Cuadro I.11. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas distribuidoras-transportistas para el cierre del año de gas 2025.

Datos LIQUID	Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
$P > 60 \text{ bar}$	53.997.343	73	192.504.399
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	32.018.014	167	124.451.365
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	76.493.177	3.673	341.956.799
TOTAL	162.508.534	3.913	658.912.563

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2025			Tasa de variación sobre Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
$P > 60 \text{ bar}$	54.603.615	74	186.147.587	1,1%	2,1%	-3,3%
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	32.543.694	174	119.828.422	1,6%	3,8%	-3,7%
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	81.969.457	3.709	345.575.829	7,2%	1,0%	1,1%
TOTAL	169.116.767	3.957	651.551.838	4,1%	1,1%	-1,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de estos consumidores se incrementará, en términos medios, un 4,1%, consecuencia de un incremento de la demanda de todos los niveles de presión (presión > 60 bar 1,1%, presión 16-60 bar 1,6% y presión 4-16 bar 7,2%).

Por lo que respecta a la capacidad contratada equivalente, las empresas prevén una reducción de la capacidad, en términos medios, del 1,1%. Por niveles de

presión, las empresas estiman que se reducirá la capacidad contratada de los consumidores conectados a redes de presión superior a 16 bar, 3,3% para consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar y 3,7% para aquellos conectados entre 16 y 60 bar. Sin embargo, para los consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar las empresas estiman un incremento de la capacidad contratada del 1,1%.

Conforme a la información publicada por el GTS en su informe mensual¹¹, la media móvil de 12 meses de la demanda industrial ha registrado tasas negativas desde mayo de 2022, alcanzando el -26% en marzo de 2023. Desde dicha fecha se ha iniciado una senda de recuperación de la demanda industrial, que ha llevado a la media móvil de 12 meses a datos positivos a partir de diciembre de 2023.

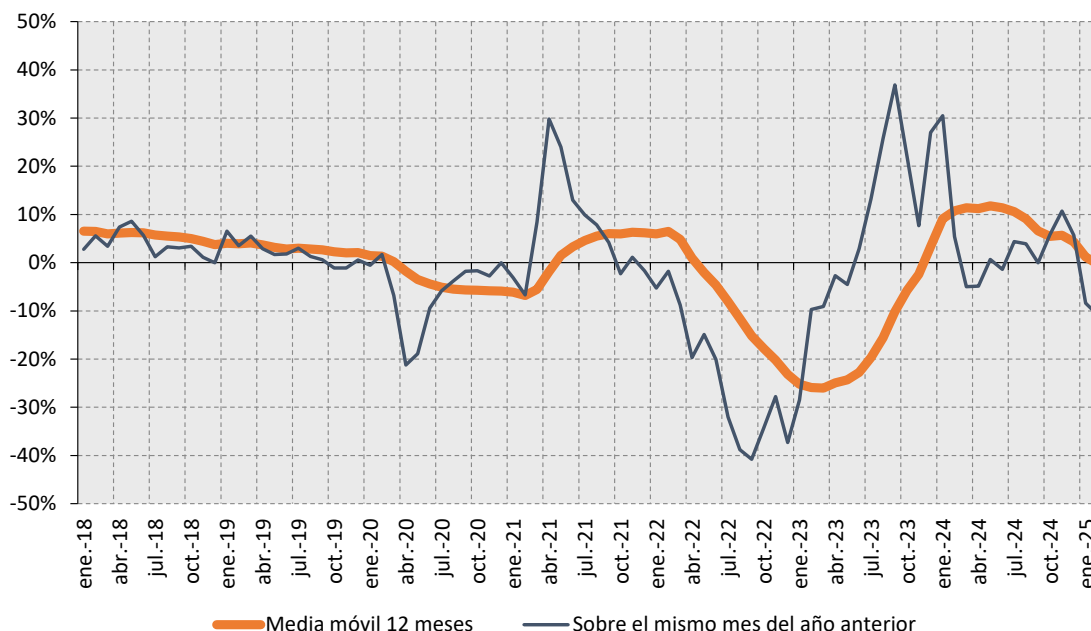
Sin embargo, en enero de 2025 y febrero de 2025 la demanda industrial ha presentado tasas fuertemente negativas (en enero de 2025 la demanda se ha reducido un 8,4% sobre la registrada en el mismo mes del año anterior, y el febrero de 2024 un 10,8%) que han llevado a la tasa acumulada del año de gas al 0% y a la media móvil al -0,3% (véase Cuadro I.6).

Por sector de actividad, y de acuerdo con la información publicada por el GTS¹², se observa que en febrero de 2025 se reduce la demanda en todos los sectores de actividad respecto de la registrada en el mismo mes del año anterior, con la excepción del sector del papel y el no identificado, registrándose las mayores caídas en los sectores de química/farmacéutica (-38,6%) y refino (-28,3%). Como consecuencia de lo anterior las medias móviles de 12 meses a febrero de 2025 son negativas en 7 de los 12 sectores analizados.

¹¹ <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-gas/?category=enagas:demanda-de-gas/informe-mensual>

¹² <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-de-gas/informe-demanda-industrial/IGIG%20enero25.pdf>

Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial



Fuente: GTS

En relación con las previsiones de la actividad económica, se indica que de acuerdo con el panel de FUNCAS correspondiente a febrero de 2025¹³, última información disponible en el momento de elaborar este anexo, se estima que el PIB se incremente en 2025 un 2,5%, situándose el intervalo de previsión entre el +2,3% y el +2,8%. Asimismo, el Banco de España conforme al documento publicado en marzo de 2025¹⁴, estima que el PIB se incrementará en 2025 un 2,7%, mientras que la Comisión Europea de acuerdo con el informe publicado en noviembre de 2024 estima un crecimiento de 2,3%¹⁵, el Fondo Monetario

¹³ Panel de previsiones de la economía española (marzo 2025) disponible en <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2025/03/PP2503.pdf>

¹⁴ Proyecciones macroeconómicas e informe trimestral de la economía española. Marzo 2025 disponible en <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/25/T1/Fich/be2501-it.pdf>

¹⁵ European Economic Forecast. Autumn 2024, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/7173e7c9-3841-4660-8d6a-a80712932f81_en?filename=ip296_en.pdf

Internacional, de acuerdo con el informe publicado en enero de 2025¹⁶, estima que el PIB se incrementará en 2025 un 2,3%, y la OCDE en base al documento publicado en diciembre de 2024 tiene una previsión de incremento de 2,3%¹⁷.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión para el cierre del año de gas 2025 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

Número de consumidores

Con carácter general se han mantenido las previsiones de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras/transportistas, modificándose únicamente la previsión de aquellos grupos tarifarios para los cuales se han observado importantes discrepancias entre la información remitida y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Volumen

En lo que respecta a la evolución de la demanda de los consumidores industriales, se ha confeccionado un escenario de previsión en el que se han considerado para los grupos tarifarios de menor volumen de cada nivel de presión (hasta el RL.8 en el nivel de presión superior a 60 bar, RL.7 en el nivel de presión 16-60 bar y RL.5 en el nivel de presión 4-16 bar) las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras, una vez analizada la coherencia de estas con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

Para el resto de los grupos tarifarios, se estimado que se producirá, con carácter general, una reducción de los ritmos de crecimiento de la demanda registrados en los últimos meses o una ligera caída de la demanda, en coherencia con las tasas registradas durante los últimos meses de la demanda industrial, anteriormente referidos.

Capacidad contratada equivalente

La previsión de la capacidad contratada se ha confeccionado en función del factor de carga, tomando como referencia tanto la información remitida por las

¹⁶ Actualización de perspectivas de la economía global. Enero 2024 disponible en <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2024/Update/January/Spanish/text.ashx>

¹⁷ OECD Economic Outlook, Volume 2024 Issue 2 dic 24, disponible en https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/12/oecd-economic-outlook-volume-2024-issue-2_67bb8fac/d8814e8b-en.pdf

empresas como la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

En particular, para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de equipos que permitan la medición de caudales diarios (RL.1 a RL.6 con presión igual o inferior a 60 bar), con carácter general, se ha mantenido los factores de carga registrados en 2024.

Para el resto de los grupos tarifarios, el factor de carga que refleja la evolución de dicha variable se ha estimado teniendo en cuenta tanto la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, como la información remitida por las empresas transportistas / distribuidoras.

La capacidad contratada que resulta de aplicar el factor de carga al volumen previsto para cada grupo tarifario se distribuye por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2024. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales. La capacidad contratada equivalente resulta de aplicar a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 23 de mayo de 2024 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

En consecuencia, se estima que la demanda convencional y la capacidad contratada equivalente se reducirán en un 0,7% y 4,3%, respectivamente mientras que el número de consumidores se incrementará en un 0,2%.

Cabe señalar que la previsión de clientes incluida en el escenario de previsión de la CNMC es un 0,9% inferior a la considerada por las empresas, la previsión de capacidad contratada equivalente es un 3,2% inferior (0,6% inferior para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, 3,2% inferior para los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar, y 4,6% inferior para los consumidores conectados a presión comprendida entre 4 y 16 bar), y la previsión de demanda es un 4,6% inferior a la considerada por las empresas (2,7% inferior para los consumidores conectados a presión superior a 60 bar, 2,9% inferior para los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar, y 6,6% inferior para los consumidores conectados a presión comprendida entre 4 y 16 bar).

Cuadro I.12. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el cierre del año de gas 2025

Datos LIQUID	Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
$P > 60 \text{ bar}$	53.997.343	73	192.504.399
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	32.018.014	167	124.451.365
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	76.493.177	3.673	341.956.799
TOTAL	162.508.534	3.913	658.912.563

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2025			Tasa de variación sobre Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
$P > 60 \text{ bar}$	53.136.459	74	184.987.308	-1,6%	2,1%	-3,9%
$16 \text{ bar} < P \leq 60 \text{ bar}$	31.616.166	174	116.044.600	-1,3%	3,8%	-6,8%
$4 \text{ bar} < P \leq 16 \text{ bar}$	76.573.412	3.674	329.665.148	0,1%	0,0%	-3,6%
TOTAL	161.326.037	3.922	630.697.056	-0,7%	0,2%	-4,3%

Fuente: CNMC

2.1.2.3. Demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente

La previsión de la demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente, se ha confeccionado considerando lo siguiente:

- Para los consumidores industriales abastecidos por plantas satélite unicliente se ha considerado la misma tasa de variación que la resultante para los consumidores industriales suministrados a través de red (consumidores con presión superior a 4 bar y consumidores con presión igual o inferior a 4 bar y consumo superior a 5 GWh/año).
- Para la demanda asociada al bunkering y gas vehicular se han mantenido la tendencia registrada durante los últimos meses, de acuerdo con la información disponible.

2.1.2.4. Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2025

En el Cuadro I.13 se compara la previsión de demanda convencional para el cierre del año de gas 2025 de la CNMC con la de las empresas transportistas y distribuidoras¹⁸. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en el año de gas 2025 alcanzará los 232,0 TWh, un 0,1% superior a la registrada en el año de gas 2024, un 2,8% inferior al previsto por las empresas, un 3,2% inferior al previsto por el GTS en diciembre de 2024, y un 0,7% inferior al escenario de demanda prevista en febrero de 2025 en su página web.

Por otra parte, la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2025 es un 4,0% inferior a la registrada en el año de gas 2024 y un 3,0% inferior a la prevista por las empresas.

Cuadro I.13. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2025

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2025			Tasa de variación respecto Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	54.603.615	74	186.147.587	1,1%	2,1%	-3,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.543.694	174	119.828.422	1,6%	3,8%	-3,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	81.969.457	3.709	345.575.829	7,2%	1,0%	1,1%
P ≤ 4 bar	60.151.370	7.971.380	30.984.716	1,4%	-0,1%	1,6%
TOTAL	229.268.136	7.975.337	682.536.555	3,4%	-0,1%	-1,0%
GNL directo a cliente final	9.379.033			-7,1%		
TOTAL	238.647.169	7.975.337	682.536.555	2,9%	-0,1%	-1,0%

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2025			Tasa de variación respecto Año Gas 2024		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	53.136.459	74	184.987.308	-1,6%	2,1%	-3,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.616.166	174	116.044.600	-1,3%	3,8%	-6,8%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.573.412	3.674	329.665.148	0,1%	0,0%	-3,6%
P ≤ 4 bar	60.743.929	7.965.850	31.278.790	2,4%	-0,2%	2,6%
TOTAL	222.069.966	7.969.771	661.975.846	0,1%	-0,2%	-4,0%
GNL directo a cliente final	9.977.451			-1,2%		
TOTAL	232.047.418	7.969.771	661.975.846	0,1%	-0,2%	-4,0%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

¹⁸ No se incluye la capacidad contratada de los consumidores conectados en baja presión acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6).

2.1.3. Demanda nacional

Finalmente, en el Cuadro I.14 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2025, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural se reducirá un 0,8% con respecto a los valores registrados en el año de gas 2024.

Cuadro I.14. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2025

	MWh		Tasa de variación
	Año Gas 2024 (A)	Previsión cierre Año Gas 2025 (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>P > 60 bar</i>	125.138.126	121.787.137	-2,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	32.018.014	31.616.166	-1,3%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	76.602.941	76.680.359	0,1%
<i>P ≤ 4 bar</i>	59.317.650	60.743.929	2,4%
TOTAL	293.076.731	290.827.591	-0,8%
<i>GNL directo a cliente final</i>	10.098.261	9.977.451	-1,2%
TOTAL	303.174.992	300.805.042	-0,8%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.15 se muestra el escenario de demanda desagregado por grupo tarifario y tipo de consumidor.

Cuadro I.15. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2025 desagregado por grupo tarifario.

			Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
Grupo tarifario	Consumo		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
P>60 bar			61.344.006	34	314.079.898	54%	7.306.671	3	65.941.600	30%	0	0	0	0	53.136.459	74	184.987.308	79%	121.787.137	111	565.008.807	59%
RL.1	<3.000	kWh	0	0	0		0	0	0						0	1	0		0	1	0	
RL.2	<15.000		0	0	0		0	0	0						0	0	0		0	0	0	
RL.3	<50.000		0	0	0		0	0	0						0	0	0		0	0	0	
RL.4	<300.000		0	0	0		0	0	0						731	7	6.066	33%	731	7	6.066	33%
RL.5	<1.500.000		795	1	947	230%	0	0	0						1.060	2	16.668	17%	1.856	3	17.615	29%
RL.6	<5.000.000		0	0	0		0	0	0						4.607	2	25.356	50%	4.607	2	25.356	50%
RL.7	<15.000.000		3.177	1	54.640	16%	0	0	0						21.856	2	151.890	39%	25.033	3	208.530	33%
RL.8	<50.000.000		0	0	0		0	0	0						190.421	5	1.371.700	38%	190.421	5	1.371.700	38%
RL.9	<150.000.000		0	0	0		0	0	0						652.340	8	2.929.632	61%	652.340	8	2.929.632	61%
RL.10	<500.000.000		955.895	2	4.916.969	53%	0	0	0						5.961.073	15	23.128.963	71%	6.916.967	18	28.045.937	68%
RL.11	>500.000.000		60.384.139	30	309.107.343	54%	7.306.671	3	65.941.600	30%					46.304.372	33	157.357.033	81%	113.995.183	66	532.405.976	59%
P<60 bar			106.947	2	769.391	38%	0	0	0	0	1.334.671	169.828	9.083.815	40%	167.598.835	7.799.868	858.021.529	54%	169.040.454	7.969.699	867.874.735	53%
16-60 bar			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31.616.166	174	116.044.600	75%	31.616.166	174	116.044.600	75%
RL.1	<3.000	kWh	0	0	0		0	0	0						0	2	14	7%	0	2	14	7%
RL.2	<15.000		0	0	0		0	0	0						0	1	0		0	1	0	
RL.3	<50.000		0	0	0		0	0	0						18	1	156	31%	18	1	156	31%
RL.4	<300.000		0	0	0		0	0	0						776	3	5.668	37%	776	3	5.668	37%
RL.5	<1.500.000		0	0	0		0	0	0						11.942	11	199.627	16%	11.942	11	199.627	16%
RL.6	<5.000.000		0	0	0		0	0	0						77.283	28	516.555	41%	77.283	28	516.555	41%
RL.7	<15.000.000		0	0	0		0	0	0						305.607	35	1.540.351	54%	305.607	35	1.540.351	54%
RL.8	<50.000.000		0	0	0		0	0	0						635.949	28	2.944.172	59%	635.949	28	2.944.172	59%
RL.9	<150.000.000		0	0	0		0	0	0						914.943	15	3.762.618	67%	914.943	15	3.762.618	67%
RL.10	<500.000.000		0	0	0		0	0	0						10.532.134	38	42.203.149	68%	10.532.134	38	42.203.149	68%
RL.11	>500.000.000		0	0	0		0	0	0						19.137.514	14	64.872.291	81%	19.137.514	14	64.872.291	81%
4-16 bar			106.947	2	769.391	38%	0	0	0	0	0	0	0	0	76.573.412	3.674	329.665.148	64%	76.680.359	3.676	330.434.538	64%
RL.1	<3.000	kWh	0	0	0		0	0	0						271	130	5.271	14%	271	130	5.271	14%
RL.2	<15.000		0	0	0		0	0	0						828	27	14.304	16%	828	27	14.304	16%
RL.3	<50.000		0	0	0		0	0	0						3.102	91	27.524	31%	3.102	91	27.524	31%
RL.4	<300.000		0	0	0		0	0	0						66.216	355	466.432	39%	66.216	355	466.432	39%
RL.5	<1.500.000		0	0	0		0	0	0						610.307	717	3.734.225	45%	610.307	717	3.734.225	45%
RL.6	<5.000.000		0	0	0		0	0	0						2.357.649	788	15.868.646	41%	2.357.649	788	15.868.646	41%
RL.7	<15.000.000		7.786	1	134.892	16%	0	0	0						6.067.090	678	32.462.766	51%	6.074.876	679	32.597.658	51%
RL.8	<50.000.000		0	0	0		0	0	0						14.870.123	515	69.509.781	59%	14.870.123	515	69.509.781	59%
RL.9	<150.000.000		99.161	1	634.499	43%	0	0	0						20.605.480	251	86.567.321	65%	20.704.641	252	87.201.820	65%
RL.10	<500.000.000		0	0	0		0	0	0						25.987.825	115	98.868.487	72%	25.987.825	115	98.868.487	72%
RL.11	>500.000.000		0	0	0		0	0	0						6.004.521	7	22.140.390	74%	6.004.521	7	22.140.390	74%
<4 bar			0	0	0	0	0	0	0	1.334.671	169.828	9.083.815	40%	59.409.257	7.796.022	412.311.782	39%	60.743.929	7.965.850	421.395.596	39%	
RL.1	<3.000	MWh	0	0	0		0	0	0		243.296	124.718	1.574.315	42%	13.066.839	5.485.049	92.892.336	39%	13.310.134	5.609.766	94.466.651	39%
RL.2	<15.000		0	0	0		0	0	0		313.606	39.144	2.542.374	34%	15.355.532	2.068.082	122.839.796	34%	15.669.138	2.107.226	125.382.170	34%
RL.3	<50.000		0	0	0		0	0	0		90.400	4.558	683.796	36%	3.452.480	171.619	24.891.710	38%	3.542.880	176.177	25.506.506	38%
RL.4	<300.000		0	0	0		0	0	0		125.038	1.020	840.052	41%	6.842.216	52.212	44.474.497	42%	6.967.254	53.232	45.314.549	42%
RL.5	<1.500.000		0	0	0		0	0	0		167.797	299	1.391.065	33%	10.604.204	16.879	74.755.886	39%	10.772.001	17.178	76.146.951	39%
RL.6	<5.000.000		0	0	0		0	0	0		187.890	72	1.060.050	49%	4.101.813	1.678	22.170.929	51%	4.289.703	1.750	23.230.979	51%
RL.7	<15.000.000		0	0	0		0	0	0		127.687	14	674.082	52%	3.176.805	394	16.812.171	52%	3.304.492	408	17.486.253	52%
RL.8	<50.000.000		0	0	0		0	0	0		78.957	3	318.081	68%	2.520.315	106	12.423.265	56%	2.599.271	109	12.741.346	56%
RL.9	<150.000.000		0	0	0		0	0	0		0	0	0		289.055	3	1.051.191	75%	289.055	3	1.051.191	75%
RL.10	<500.000.000		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
RL.11	>500.000.000		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
TOTAL			61.450.953	36	314.849.289	53%	7.306.671	3	65.941.600	30%	1.334.671	169.828	9.083.815	40%	220.735.295	7.799.943	1.043.008.837	58%	290.827.591	7.969.810	1.432.883.541	56%
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL											9.977.451								9.977.451			
TOTAL SISTEMA			61.450.953	36	314.849.289	53%	7.306.671	3	65.941.600	30%	11.312.123	169.828	9.083.815	341%	220.735.295	7.799.943	1.043.008.837	58%	300.805.042	7.969.810	1.432.883.541	58%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.2. Previsión de demanda 2026

2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.16 se resumen las previsiones de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2026 remitidas por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

El GTS estima que tanto la demanda destinada a generación eléctrica de las instalaciones peninsulares como la de instalaciones de generación extrapeninsular se incremente en un 4% sobre su previsión para el año de gas 2025.

Por otra parte, las empresas transportistas estiman que dicha demanda se incrementará un 1,9%, consecuencia de un incremento del 2,2% de la demanda del sistema peninsular y un mantenimiento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares.

Cuadro I.16. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2026

	Previsión Año Gas 2025 (A) (MWh)		Previsión Año Gas 2026 (B) (MWh)		Tasa de variación (B) respecto (A) (%)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
P > 60 bar		55.799.070		56.996.029		2,1%
16 bar < P ≤ 60 bar		-		-		
4 bar < P ≤ 16 bar		130.875		159.211		21,7%
TOTAL	54.450.953	55.929.945	56.636.285	57.155.240	4,0%	2,2%
Sistemas Extrapeninsulares						
P > 60 bar	7.306.671	8.181.160	7.599.916	8.181.160	4,0%	0,0%
TOTAL	7.306.671	8.181.160	7.599.916	8.181.160	4,0%	0,0%
Total						
P > 60 bar		63.980.230		65.177.189		1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar		-		-		
4 bar < P ≤ 16 bar		130.875		159.211		21,7%
TOTAL	61.757.624	64.111.105	64.236.202	65.336.400	4,0%	1,9%

Fuente: GTS y empresas

PÚBLICA

La previsión de demanda destinada a generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión se ha elaborado teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes, la evolución reciente de la demanda de gas natural y de las exportaciones de electricidad. Dichas previsiones se han distribuido por nivel de presión y grupo tarifario en función de la información disponible para el ejercicio 2024.

En el Cuadro I.17 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión. La demanda destinada a la generación de electricidad prevista por la CNMC para el año de gas 2026 ascendería a 59,3 TWh, un 13,7% inferior a la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2025. Esta previsión es un 7,7% inferior a la prevista por el GTS y un 9,2% inferior a la prevista por las empresas (64,2 y 65,3 TWh respectivamente).

Cuadro I.17. Previsión de la CNMC para el año de gas 2026 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Previsión Año Gas 2025 (A)	Previsión Año Gas 2026 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	----------------------------	----------------------------	---------------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	61.344.006	51.909.501	-15,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	106.947	90.499	-15,4%
TOTAL	61.450.953	52.000.000	-15,4%

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	7.306.671	7.306.671	0,0%
TOTAL	7.306.671	7.306.671	0,0%

Total

<i>P > 60 bar</i>	68.650.677	59.216.172	-13,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	106.947	90.499	-15,4%
TOTAL	68.757.624	59.306.671	-13,7%

Fuente: CNMC.

Respecto de la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.18 se muestra la previsión de las empresas gasistas para el año de gas 2026. En particular, dichos agentes prevén que la capacidad contratada equivalente se incremente un 1,7% respecto a la prevista para el cierre del ejercicio 2025.

Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2026

Empresas	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2024 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2025 (B)	Previsión Año Gas 2026 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	326.848.800	297.153.921	303.384.750	-9,1%	2,1%
<i>P > 60 bar</i>	326.045.737	296.288.808	302.513.581	-9,1%	2,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	803.063	865.114	871.169	7,7%	0,7%
Extrapeninsular	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
TOTAL	392.790.400	363.095.521	369.326.350	-7,6%	1,7%

Fuente: Información remitida por las empresas transportistas y distribuidoras, y CNMC.

Teniendo en cuenta la información proporcionada por las empresas transportistas y la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2026 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2025 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular. Dicha capacidad se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2025. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para las instalaciones de generación eléctrica localizadas en los sistemas no peninsulares se ha mantenido la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio 2025 y el mismo esquema de contratación (véase Cuadro I.19).

Por tanto, se estima que la capacidad contratada equivalente destinada a generación eléctrica se reducirá en el año de gas 2026 un 6,9%, sobre la prevista para el cierre del 2025. La capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el año de gas 2026 es un 4,1% inferior a la prevista por las empresas, justificado por el escenario de demanda de las instalaciones de generación eléctrica peninsular previsto por la CNMC para dicho ejercicio.

Cuadro I.19. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2026

	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2024 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2025 (B)	Previsión Año Gas 2026 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	326.848.800	314.849.289	288.397.819	-3,7%	-8,4%
P > 60 bar	326.045.737	314.079.898	287.740.280	-3,7%	-8,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	803.063	769.391	657.539	-4,2%	-14,5%
Extrapieninsular	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
P > 60 bar	65.941.600	65.941.600	65.941.600	0,0%	0,0%
TOTAL	392.790.400	380.790.889	354.339.419	-3,1%	-6,9%

Fuente: CNMC

2.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.20 se muestra la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS, diferenciando entre demanda doméstico-comercial, industrial y abastecida desde plantas satélite. El GTS prevé que la demanda de gas se reduzca un 3,2% en el año de gas 2026, consecuencia de la reducción del 5,7% de la demanda doméstico-comercial, de la reducción del 2,3% de la demanda industrial y de la reducción del 5,6% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

Cuadro I.20. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS para el año de gas 2026

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2025
	Año Gas 2025	Año Gas 2026	
Demanda doméstica - comercial	51.435.462	48.499.813	-5,7%
Demanda industrial	175.829.948	171.742.687	-2,3%
TOTAL	227.265.410	220.242.499	-3,1%
Demanda suministrada desde plantas satélite	12.372.059	11.682.792	-5,6%
TOTAL	239.637.469	231.925.291	-3,2%

Fuente: GTS

PÚBLICA

Por su parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda del ejercicio 2026 aumentará un 2,4% justificado por el incremento de la demanda de todos los consumidores excepto los conectados a niveles de presión superiores a 60 bar y los abastecidos por plantas satélite unicliente que verán reducida su demanda un 0,5% y un 4,8% respectivamente respecto de las previsiones para el cierre del año de gas 2025 (véase Cuadro I.21).

Cuadro I.21. Previsión de las empresas de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2026

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2024 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2025 (B)	Previsión Año Gas 2026 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
P > 60 bar	53.997.343	54.603.615	54.343.799	1,1%	-0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.018.014	32.543.694	32.866.461	1,6%	1,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.493.177	81.969.457	87.111.853	7,2%	6,3%
P ≤ 4 bar	59.317.650	60.151.370	61.110.110	1,4%	1,6%
TOTAL	221.826.184	229.268.136	235.432.223	3,4%	2,7%
GNL directo a cliente final	10.098.261	9.379.033	8.931.723	-7,1%	-4,8%
TOTAL	231.924.445	238.647.169	244.363.946	2,9%	2,4%

Fuente: Empresas gasistas.

2.2.2.1. Demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar

Como se ha comentado anteriormente, dadas las diferentes características, se analiza de forma separada la evolución de los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución y los suministrados desde plantas satélite.

En el Cuadro I.22 se muestran las previsiones de las empresas distribuidoras para el año de gas 2026 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde las redes locales.

Las empresas estiman que el número de consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución para el año de gas 2026 se reducirá en un 0,1% (9.164 clientes respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2025).

Respecto de la previsión de consumo, las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará un 1,6%, con incrementos para todos los grupos tarifarios.

En consecuencia, los tamaños medios de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde redes locales para el año de gas 2026 se incrementarán con respecto al tamaño medio del año de gas 2025, un 1,7%, si bien el grupo tarifario RL.4 experimentará una ligera reducción en el tamaño medio que será compensada por el aumento del tamaño medio del resto de grupos tarifarios.

En el Gráfico I.6 se comparan los tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución registrados entre los años de gas 2021 y 2024 y los previstos para los años de gas 2025 y 2026 por las empresas. Se observa que las empresas transportistas-distribuidoras estiman tamaños medios superiores a los registrados en el periodo 2021-2024 para todos los peajes excepto para el grupo tarifario RL.2.

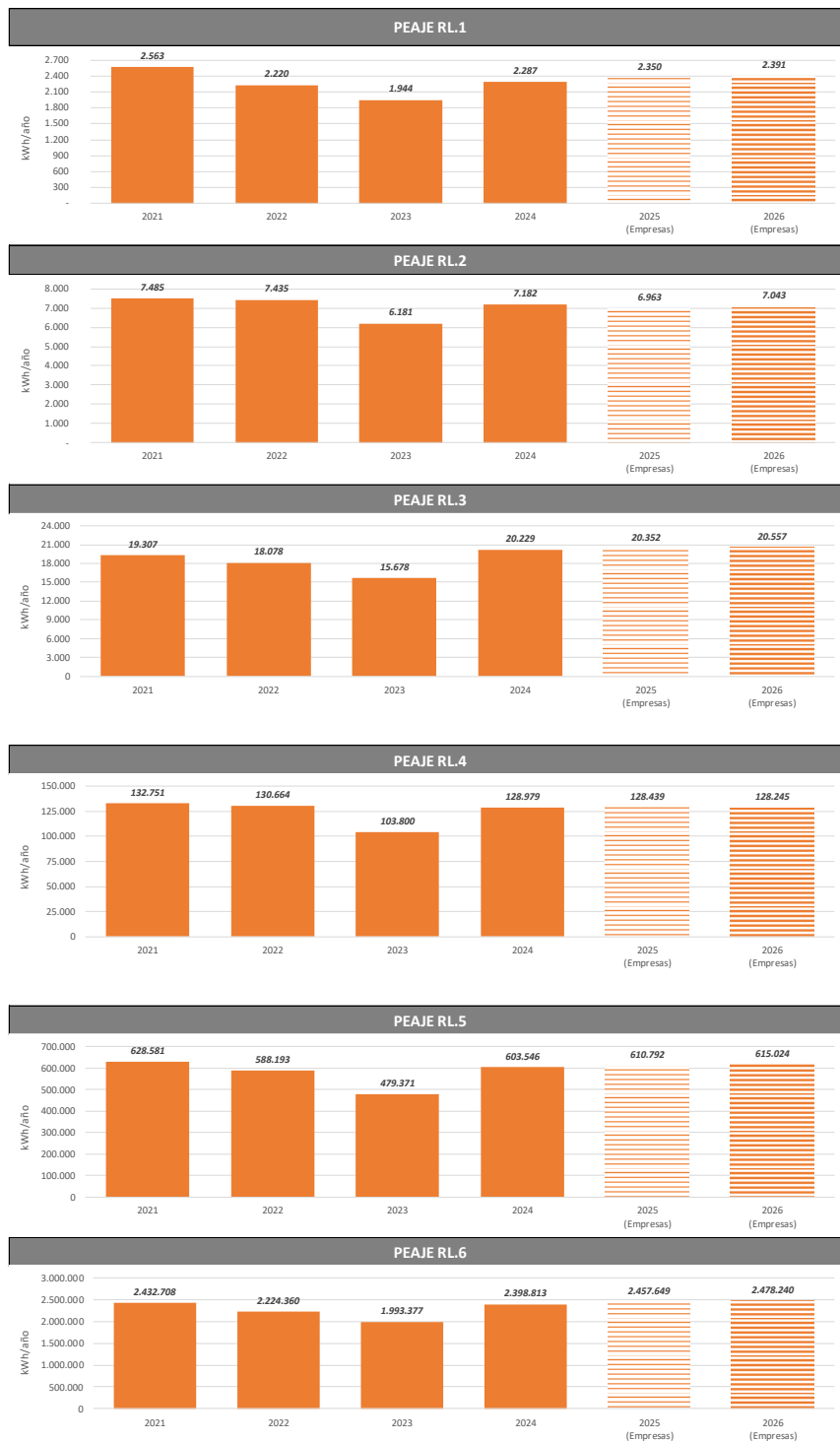
Cuadro I.22 Previsión de las empresas distribuidoras para el año de gas 2026 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.

	LIQUID Año Gas 2024	Previsión cierre Año Gas 2025 (A)	Previsión Año Gas 2026 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
A) N° clientes				
P < 4 bar	7.812.235	7.801.046	7.791.882	-0,1%
RL.1	5.432.873	5.317.783	5.302.279	-0,3%
RL.2	2.135.015	2.236.119	2.241.531	0,2%
RL.3	173.313	175.632	176.002	0,2%
RL.4	52.162	52.451	52.847	0,8%
RL.5	16.752	16.879	17.027	0,9%
RL.6	1.611	1.678	1.691	0,8%
RL.7	397	394	395	0,2%
RL.8	107	106	106	0,2%
RL.9	4	3	3	0,6%
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	58.011.994	58.777.460	59.710.228	1,6%
RL.1	12.482.641	12.497.733	12.675.925	1,4%
RL.2	15.370.188	15.570.113	15.787.715	1,4%
RL.3	3.516.280	3.574.455	3.618.042	1,2%
RL.4	6.732.318	6.736.776	6.777.401	0,6%
RL.5	10.110.312	10.309.470	10.472.031	1,6%
RL.6	4.031.630	4.123.969	4.189.834	1,6%
RL.7	3.074.989	3.155.577	3.256.266	3,2%
RL.8	2.433.276	2.520.315	2.607.596	3,5%
RL.9	260.359	289.055	325.417	12,6%
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.426	7.535	7.663	1,7%
RL.1	2.298	2.350	2.391	1,7%
RL.2	7.199	6.963	7.043	1,2%
RL.3	20.289	20.352	20.557	1,0%
RL.4	129.065	128.439	128.245	-0,2%
RL.5	603.532	610.792	615.024	0,7%
RL.6	2.501.917	2.457.649	2.478.240	0,8%
RL.7	7.737.444	8.004.624	8.244.339	3,0%
RL.8	22.794.152	23.767.996	24.542.321	3,3%
RL.9	65.089.660	92.386.699	103.435.294	12,0%
RL.10				
RL.11				

Fuente: GTS y empresas gasistas

PÚBLICA

Gráfico I.6. Consumo medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución a P< 4 para los años 2021 a 2024 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025 y año de gas 2026.



Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO/LIQUID), GTS y empresas

PÚBLICA

Análogamente, en el Cuadro I.23 se muestra la previsión para el año de gas 2026 de la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite de distribución remitida por las empresas gasistas. Las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores para el año de gas 2026 se incremente en un 0,6%, (1.036 clientes) con incrementos en todos los grupos tarifarios. Asimismo, las empresas distribuidoras también prevén un aumento de la demanda para estos consumidores de un 1,9%, en términos medios, con incrementos superiores a la media en el caso de los grupos tarifarios RL.6 y RL.8 (del 2,8%, y 4,5% respectivamente), e inferiores para el resto.

En consecuencia, los tamaños medios por cliente que resultan de las previsiones de las empresas son ligeramente superiores a los que resultan de las previsiones de las empresas para el cierre del año de gas 2025 (+1,3%). Todos los grupos tarifarios presentan incrementos del tamaño medio variando entre un incremento del 0,1% para el grupo tarifario RL.4 hasta un incremento de 4,2% para el grupo tarifario RL.8.

Cuadro I.23. Previsión de las empresas distribuidoras del número de clientes, volumen de consumo y consumo medio de los suministros abastecidos desde plantas satélite para el año de gas 2026

	LIQUID Año Gas 2024	Previsión cierre Año Gas 2025 (A)	Previsión Año Gas 2026 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
A) N° clientes				
P < 4 bar	168.584	170.334	171.371	0,6%
RL.1	123.774	123.980	124.390	0,3%
RL.2	39.134	40.378	40.919	1,3%
RL.3	4.337	4.529	4.591	1,4%
RL.4	1.006	1.059	1.076	1,6%
RL.5	255	299	303	1,5%
RL.6	62	72	73	1,7%
RL.7	14	14	14	0,0%
RL.8	3	3	3	0,2%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.305.655	1.373.909	1.399.882	1,9%
RL.1	232.606	230.127	232.101	0,9%
RL.2	309.296	315.663	321.611	1,9%
RL.3	90.396	93.211	94.902	1,8%
RL.4	122.754	128.225	130.438	1,7%
RL.5	165.429	199.730	203.485	1,9%
RL.6	175.508	196.751	202.341	2,8%
RL.7	132.172	131.245	132.534	1,0%
RL.8	77.494	78.957	82.471	4,5%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	7.745	8.066	8.169	1,3%
RL.1	1.879	1.856	1.866	0,5%
RL.2	7.904	7.818	7.860	0,5%
RL.3	20.844	20.582	20.671	0,4%
RL.4	122.062	121.067	121.194	0,1%
RL.5	648.105	668.139	670.507	0,4%
RL.6	2.842.230	2.733.638	2.764.099	1,1%
RL.7	9.554.628	9.662.186	9.757.126	1,0%
RL.8	22.681.302	22.872.169	23.840.111	4,2%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

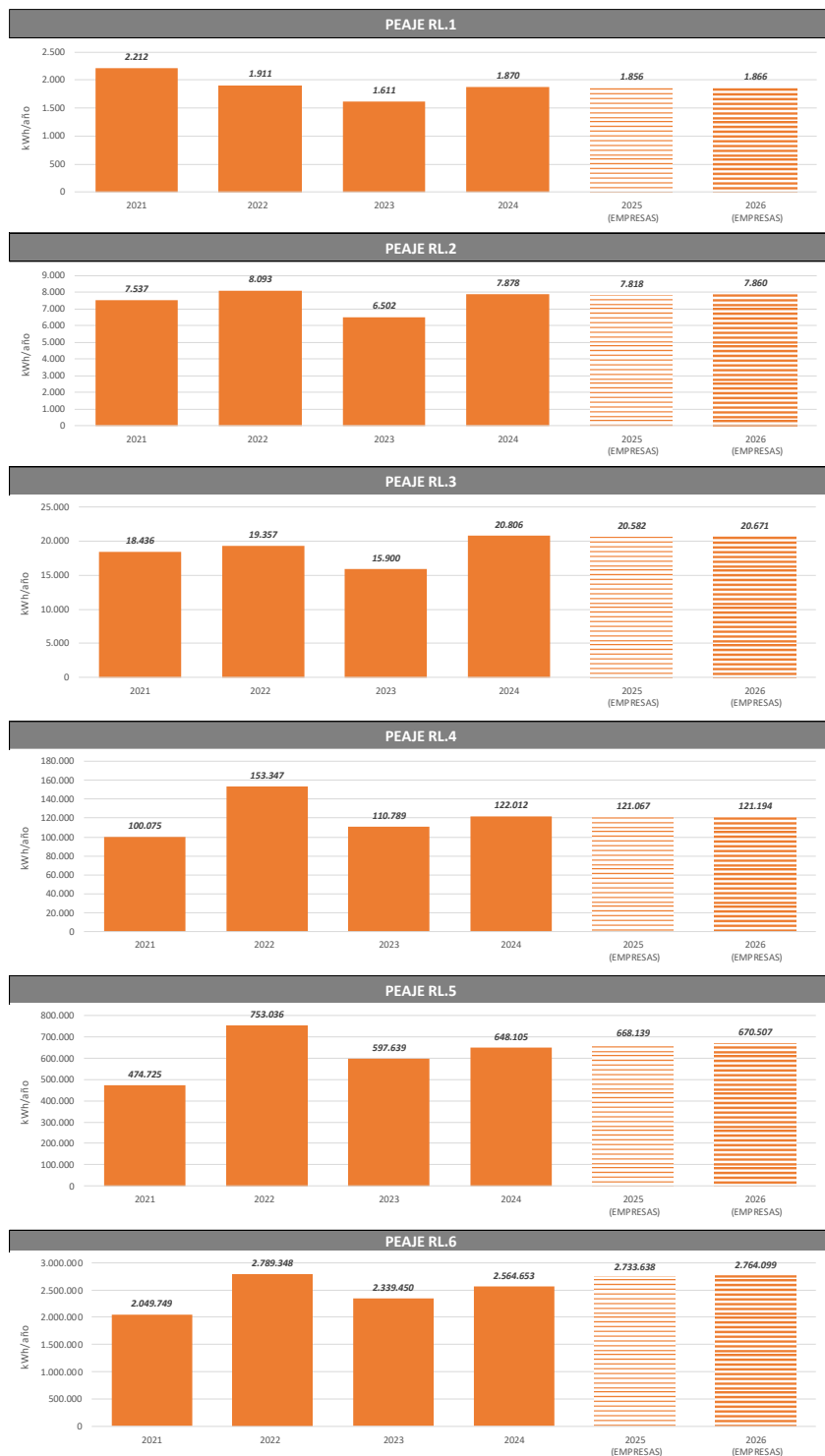
Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

En el Gráfico I.7 se comparan los tamaños medios para los consumidores abastecidos desde plantas satélite de distribución por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre los años de gas 2021 y 2024 y previstos para 2025 y 2026 por las empresas distribuidoras.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2026, son superiores a la media registrada en los años de gas 2021 a 2024 en los grupos tarifarios RL.2, RL.3, RL.5 y RL.6 e inferiores en el resto de los grupos tarifarios.

Gráfico I.7. Tamaño medio por grupo tarifario RL.1 a RL.6 (kWh/año) de los suministros abastecidos desde plantas satélite para los años 2021 a 2024 y los previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026.



Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

Teniendo en cuenta lo anterior, se ha optado por elaborar un escenario de previsión resultado de considerar las siguientes hipótesis:

- **Número de consumidores:**

Se ha considerado la previsión de número de consumidores remitidas por las empresas distribuidoras, con la excepción de los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.3 conectados a redes inferiores a 4 bar, para los que se ha considerado la tasa de variación promedio considerada por las mismas.

- **Volumen**

Para los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.5 se ha considerado que como consecuencia de las medidas de eficiencia energética el consumo se reduce un 2% sobre el previsto para el cierre del año 2025. Para el resto de los grupos tarifarios se ha mantenido la previsión de cierre remitidas por las empresas distribuidoras.

- **Capacidad contratada equivalente**

Para los consumidores acogidos conectados en redes de presión inferiores a 4 bar se ha mantenido los factores de carga previstos para el año 2025. Para el resto de los consumidores se han considerado que únicamente una parte del incremento en volumen se traslada a la capacidad contratada. La capacidad contratada resultante se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2025. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2026 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución se reducirá un 0,1% (8.919 clientes), mientras que el de los clientes abastecidos desde plantas satélite se incrementará un 0,6% (1.073 clientes), esto es, los incrementos previstos por las empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a redes de transporte y distribución se reducirá un 0,5%, mientras que la demanda de los consumidores abastecidos desde las plantas satélite que incrementará un 0,6%, valores inferiores a los previstos por las empresas distribuidoras.

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 7.958.004 el número de consumidores suministrados a presión inferior a 4 bar para el año de gas 2026, un 0,4% inferior (7.846 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2025, cuya demanda se estima en 60.478 GWh, un 0,1% inferior a la prevista para el cierre del año de gas 2025 (véase el Cuadro I.24).

Cuadro I.24. Previsión de la CNMC del número de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar y su consumo para el año de gas 2026

		Año Gas 2024		Prevision cierre Año Gas 2025 (A)		Prevision Año Gas 2026 (B)		% variación (B) sobre (A)	
Peaje	Volumen (MWh)	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes
I. Conectada a Plantas Satélite									
RL.1	C ≤ 5.000	232.606	123.774	243.296	124.718	239.860	125.466	-1,4%	0,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	309.296	39.134	313.606	39.144	309.178	39.379	-1,4%	0,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	90.396	4.337	90.400	4.558	89.123	4.586	-1,4%	0,6%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	122.754	1.006	125.038	1.020	129.318	1.076	3,4%	5,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	165.429	255	167.797	299	170.952	303	1,9%	1,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	175.508	62	187.890	72	193.229	73	2,8%	1,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	132.172	14	127.687	14	128.942	14	1,0%	0,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	77.494	3	78.957	3	82.471	3	4,5%	0,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000								
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		1.305.655	168.584	1.334.671	169.828	1.343.073	170.900	0,6%	0,6%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución									
RL.1	C ≤ 5.000	12.482.641	5.432.873	13.066.839	5.485.049	12.789.396	5.478.150	-2,1%	-0,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.370.188	2.135.015	15.355.532	2.068.082	15.029.494	2.065.481	-2,1%	-0,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3.516.280	173.313	3.452.480	171.619	3.379.175	171.403	-2,1%	-0,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.732.318	52.162	6.842.216	52.212	6.786.968	52.847	-0,8%	1,2%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.110.312	16.752	10.604.204	16.879	10.771.413	17.027	1,6%	0,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.031.630	1.611	4.101.813	1.678	4.167.324	1.691	1,6%	0,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.074.989	397	3.176.805	394	3.278.171	395	3,2%	0,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.433.276	107	2.520.315	106	2.607.596	106	3,5%	0,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	260.359	4	289.055	3	325.417	3	12,6%	0,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		58.011.994	7.812.235	59.409.257	7.796.022	59.134.955	7.787.103	-0,5%	-0,1%
III. Total									
RL.1	C ≤ 5.000	12.715.248	5.556.647	13.310.134	5.609.766	13.029.256	5.603.616	-2,1%	-0,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	15.679.484	2.174.149	15.669.138	2.107.226	15.338.672	2.104.860	-2,1%	-0,1%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	3.606.676	177.650	3.542.880	176.177	3.468.298	175.989	-2,1%	-0,1%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.855.072	53.168	6.967.254	53.232	6.916.286	53.924	-0,7%	1,3%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	10.275.741	17.007	10.772.001	17.178	10.942.364	17.331	1,6%	0,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	4.207.138	1.673	4.289.703	1.750	4.360.553	1.764	1,7%	0,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.207.162	411	3.304.492	408	3.407.113	409	3,1%	0,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.510.770	110	2.599.271	109	2.690.067	110	3,5%	0,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	260.359	4	289.055	3	325.417	3	12,6%	0,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0		
RL.11	C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0		
TOTAL		59.317.650	7.980.819	60.743.929	7.965.850	60.478.028	7.958.004	-0,4%	-0,1%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

2.2.2.2. Demanda de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar

En el Cuadro I.25 se resumen las previsiones de las empresas transportistas y distribuidoras de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2026.

Cuadro I.25. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2026

Empresas	Prevision Año Gas 2026			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2025 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	54.343.799	75	185.258.982	-0,5%	0,7%	-0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.866.461	174	121.112.389	1,0%	0,3%	1,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.111.853	3.728	350.756.071	6,3%	0,5%	1,5%
TOTAL	174.322.113	3.977	657.127.442	3,1%	0,5%	0,9%

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

Respecto de las previsiones de demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar, las empresas estiman un incremento del 3,1% respecto de su previsión para el cierre del año de gas 2025. Por niveles de presión, las empresas transportistas estiman un crecimiento superior a la media de aquellos consumidores conectados a redes entre 4 y 16 bar del 6,3% mientras que para aquellos consumidores conectados a redes de más de 60 bar las empresas estiman una reducción del 0,5% y para los conectados a redes entre 16 y 60 bar las empresas estiman un incremento de la demanda del 1,0% respecto a su previsión de cierre del año de gas 2025.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada equivalente, las empresas transportistas estiman un incremento del 0,9% en 2026. Cabe señalar, que la capacidad contratada equivalente se incrementa por encima de la media para los consumidores conectados entre 16 y 60 bar y entre 4 y 16 bar, un 1,1% y un 1,5%, respectivamente.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2026 el intervalo de variación se encuentra entre el 1,7% y el 2,3% (FMI¹⁹ prevé un 1,8%, Banco de España²⁰ 1,9%, OCDE²¹ 2,0% y finalmente la Comisión Europea²² prevé un 2,1%).

Teniendo en cuenta las previsiones de los distintos agentes, la evolución prevista de la economía y tras analizar la evolución reciente registrada se ha considerado como mejor previsión de las variables de facturación, la resultante de considerar:

- Se ha mantenido la previsión del número de consumidores previsto por las empresas distribuidoras, excepto para aquellos consumidores conectados a presión superior a 60 bar para los que se ha mantenido la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2025.
- En relación con la previsión de volumen, con carácter general, se ha estimado teniendo en cuenta la previsión remitida por las empresas, la evolución prevista para el cierre de 2025 y la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.
- En relación con la capacidad contratada equivalente, se ha considerado, que a diferencia de lo que prevén las empresas, únicamente una parte del incremento de la demanda se traslada a la capacidad contratada equivalente. La capacidad contratada resultante se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2025.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores propuestos en la Resolución conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

¹⁹ Actualización de perspectivas de la economía mundial, enero de 2025 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2025/update/january/spanish/text.ashx>

²⁰ Proyecciones macroeconómicas e informe trimestral de la economía española. Marzo de 2025 <https://www.bde.es/f/webbe/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletínEconomico/25/T1/Fich/be2501-it.pdf>

²¹ OECD Economic Outlook, Interim Report december 2024 disponible en https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2024/12/oecd-economic-outlook-volume-2024-issue-2_67bb8fac/d8814e8b-en.pdf

²² European Economic Forecast. Autumn 2024, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/7173e7c9-3841-4660-8d6a-a80712932f81_en?filename=ip296_en.pdf

Como resultado de las anteriores consideraciones se estima que la demanda de los consumidores industriales se mantendrá en los niveles previstos para el cierre de 2025. En particular, se considera que la demanda de los consumidores conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se reducirá un 0,6%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar se mantendrá y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar se incrementará un 0,4%.

En relación con la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2026, se estima que la misma se incrementará un 0,4%, valor inferior en un 3,6% al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras.

Cuadro I.26. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar para el año de gas 2026

	Previsión Año Gas 2026			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2025 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	52.836.139	74	185.595.222	-0,6%	0,0%	0,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.616.166	174	116.421.744	0,0%	0,3%	0,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.884.884	3.728	331.220.232	0,4%	1,5%	0,5%
TOTAL	161.337.190	3.976	633.237.198	0,0%	1,4%	0,4%

Fuente: CNMC

2.2.2.3. Previsión demanda convencional para el año de gas 2026

En el Cuadro I.27 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2026²³.

Cabe señalar que las previsiones asociadas a la demanda de los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente, se ha confeccionado considerando lo siguiente:

- Para los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente se ha considerado la misma tasa de variación que la resultante para los

²³ No se incluye la capacidad contratada de los consumidores conectados en baja presión acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6).

consumidores industriales (consumidores con presión superior a 4 bar y consumidores con presión igual o inferior a 4 bar y consumo superior a 5 GWh/año).

- Se ha mantenido la previsión considera para el cierre de 2025, como mejor previsión de la demanda de gas asociada al bunkering y gas vehicular.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional en 2026 alcanzará 231,8 TWh, valor similar al previsto por el GTS (231,9 TWh) e inferior al escenario previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (244,4 TWh).

Cuadro I.27. Previsión de la demanda convencional de las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2026

Empresas	Prevision Año Gas 2026			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2025 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	54.343.799	75	185.258.982	-0,5%	0,7%	-0,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.866.461	174	121.112.389	1,0%	0,3%	1,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	87.111.853	3.728	350.756.071	6,3%	0,5%	1,5%
P ≤ 4 bar	61.110.110	7.963.252	30.951.416	1,6%	-0,1%	-0,1%
TOTAL	235.432.223	7.967.229	688.078.858	2,7%	-0,1%	0,8%
GNL directo a cliente final	8.931.723			-4,8%		
TOTAL	244.363.946	7.967.229	688.078.858	2,4%	-0,1%	0,8%

CNMC	Prevision Año Gas 2026			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2025 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	52.836.139	74	185.595.222	-0,6%	0,0%	0,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.616.166	174	116.421.744	0,0%	0,3%	0,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.884.884	3.728	331.220.232	0,4%	1,5%	0,5%
P ≤ 4 bar	60.478.028	7.958.004	32.186.398	-0,4%	-0,1%	2,9%
TOTAL	221.815.217	7.961.980	665.423.596	-0,1%	-0,1%	0,5%
GNL directo a cliente final	9.990.676			0,1%		
TOTAL	231.805.893	7.961.980	665.423.596	-0,1%	-0,1%	0,5%

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

2.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.28 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2026 por esta Comisión resultado de agregar las previsiones de la demanda destinada a la generación eléctrica y convencional descritas anteriormente.

Se estima que la demanda de gas natural se reducirá en el año de gas 2026 un 3,2% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2025, motivado por la reducción de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar y de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar (del 8% y 0,4%, respectivamente) compensado parcialmente por el incremento de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar y del GNL directo a cliente final (del 0,4% y 0,1%, respectivamente).

Cuadro I.28. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2026

	MWh			Tasa de variación (%)	
	Año Gas 2024 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2025 (B)	Previsión Año Gas 2026 (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
P > 60 bar	125.138.126	121.787.137	112.052.311	-2,7%	-8,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	32.018.014	31.616.166	31.616.166	-1,3%	0,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.602.941	76.680.359	76.975.383	0,1%	0,4%
P ≤ 4 bar	59.317.650	60.743.929	60.478.028	2,4%	-0,4%
TOTAL	293.076.731	290.827.591	281.121.888	-0,8%	-3,3%
GNL directo a cliente final	10.098.261	9.977.451	9.990.676	-1,2%	0,1%
TOTAL	303.174.992	300.805.042	291.112.564	-0,8%	-3,2%

Fuente: empresas y CNMC

En el Cuadro I.29 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2026 desagregado por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor.

Cuadro I.29. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2026 desagregado por nivel de presión, grupo tarifario y tipo de consumidor

		Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
		Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
Grupo tarifario	Consumo	MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
P>60 bar																					
RL.1	<3.000	0	0	0	49%	7.306.671	3	65.941.600	30%	0	0	0		52.836.139	74	185.595.222	78%	112.052.311	111	539.277.103	57%
RL.2	<15.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	1	0		0	1	0	
RL.3	<50.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
RL.4	<300.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
RL.5	<1.500.000	673	1	805	229%	0	0	0		1.110	2	19.338	16%	708	7	6.066	32%	708	7	6.066	32%
RL.6	<5.000.000	0	0	0		0	0	0		4.518	2	25.356	49%	1.110	2	19.338	16%	1.783	3	20.143	24%
RL.7	<15.000.000	2.688	1	49.045	15%	0	0	0		21.827	2	151.890	39%	4.518	2	25.356	49%	2	2	25.356	49%
RL.8	<50.000.000	0	0	0		0	0	0		21.827	2	151.890	39%	0	0	0		2	2	200.935	33%
RL.9	<150.000.000	0	0	0		0	0	0		185.817	5	1.415.592	36%	0	0	0		185.817	5	1.415.592	36%
RL.10	<500.000.000	808.881	2	4.591.459	48%	0	0	0		690.429	8	3.083.478	61%	0	0	0		690.429	8	3.083.478	61%
RL.11	>500.000.000	51.097.258	30	283.098.972	49%	7.306.671	3	65.941.600	30%	5.753.524	15	23.169.668	68%	46.178.205	33	157.723.835	80%	6.562.405	18	27.761.127	65%
																		104.582.134	66	506.764.406	57%
P<60 bar																					
		90.499	2	657.539	38%	0	0	0		1.343.073	170.900	9.113.986	40%	167.636.006	7.791.005	856.837.186	54%	169.069.577	7.961.908	866.608.711	53%
16-60 bar																					
		0	0	0		0	0	0		0	0	0		31.616.166	174	116.421.744	74%	31.616.166	174	116.421.744	74%
RL.1	<3.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	2	14	7%	0	2	14	7%
RL.2	<15.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	1	0		0	1	0	
RL.3	<50.000	0	0	0		0	0	0		18	1	156	31%	18	1	156	31%	18	1	156	31%
RL.4	<300.000	0	0	0		0	0	0		776	3	5.668	37%	776	3	5.668	37%	776	3	5.668	37%
RL.5	<1.500.000	0	0	0		0	0	0		11.942	11	200.270	16%	11.942	11	200.270	16%	11.942	11	200.270	16%
RL.6	<5.000.000	0	0	0		0	0	0		77.283	28	516.848	41%	77.283	28	516.848	41%	77.283	28	516.848	41%
RL.7	<15.000.000	0	0	0		0	0	0		305.607	35	1.539.482	54%	305.607	35	1.539.482	54%	305.607	35	1.539.482	54%
RL.8	<50.000.000	0	0	0		0	0	0		635.949	28	2.944.372	59%	635.949	28	2.944.372	59%	635.949	28	2.944.372	59%
RL.9	<150.000.000	0	0	0		0	0	0		914.943	15	3.764.550	67%	914.943	15	3.764.550	67%	914.943	15	3.764.550	67%
RL.10	<500.000.000	0	0	0		0	0	0		10.532.134	38	42.346.536	68%	10.532.134	38	42.346.536	68%	10.532.134	38	42.346.536	68%
RL.11	>500.000.000	0	0	0		0	0	0		19.137.514	14	65.103.849	81%	19.137.514	14	65.103.849	81%	19.137.514	14	65.103.849	81%
4-16 bar																					
		90.499	2	657.539	38%	0	0	0		0	0	0		76.884.884	3.728	331.220.232	64%	76.975.383	3.730	331.877.771	64%
RL.1	<3.000	0	0	0		0	0	0		274	99	5.389	14%	274	99	5.389	14%	274	99	5.389	14%
RL.2	<15.000	0	0	0		0	0	0		844	27	14.533	16%	844	27	14.533	16%	844	27	14.533	16%
RL.3	<50.000	0	0	0		0	0	0		3.164	86	27.965	31%	3.164	86	27.965	31%	3.164	86	27.965	31%
RL.4	<300.000	0	0	0		0	0	0		66.879	392	470.885	39%	66.879	392	470.885	39%	66.879	392	470.885	39%
RL.5	<1.500.000	0	0	0		0	0	0		615.799	728	3.762.365	45%	615.799	728	3.762.365	45%	615.799	728	3.762.365	45%
RL.6	<5.000.000	0	0	0		0	0	0		2.357.649	796	15.872.607	41%	2.357.649	796	15.872.607	41%	2.357.649	796	15.872.607	41%
RL.7	<15.000.000	6.588	1	118.215	15%	0	0	0		6.067.090	700	32.488.153	51%	6.073.679	701	32.606.368	51%	6.073.679	701	32.606.368	51%
RL.8	<50.000.000	0	0	0		0	0	0		15.028.708	506	70.215.148	59%	15.028.708	506	70.215.148	59%	15.028.708	506	70.215.148	59%
RL.9	<150.000.000	83.910	1	539.324	43%	0	0	0		20.605.480	267	86.671.459	65%	20.689.390	268	87.210.783	65%	20.689.390	268	87.210.783	65%
RL.10	<500.000.000	0	0	0		0	0	0		26.097.518	118	99.368.646	72%	26.097.518	118	99.368.646	72%	26.097.518	118	99.368.646	72%
RL.11	>500.000.000	0	0	0		0	0	0		6.041.480	9	22.323.082	74%	6.041.480	9	22.323.082	74%	6.041.480	9	22.323.082	74%
<4 bar																					
		0	0	0		0	0	0		1.343.073	170.900	9.113.986	40%	59.134.955	7.787.103	409.195.210	40%	60.478.028	7.958.004	418.309.196	40%
RL.1	<3.000	0	0	0		0	0	0		239.860	125.466	1.552.084	42%	12.789.396	5.478.150	90.919.992	39%	13.029.256	5.603.616	92.472.077	39%
RL.2	<15.000	0	0	0		0	0	0		309.178	39.379	2.506.474	34%	15.029.494	2.065.481	120.231.590	34%	15.338.672	2.104.860	122.738.064	34%
RL.3	<50.000	0	0	0		0	0	0		89.123	4.586	674.140	36%	3.379.175	171.403	24.363.195	38%	3.468.298	175.989	25.037.335	38%
RL.4	<300.000	0	0	0		0	0	0		129.318	1.076	868.808	41%	6.786.968	52.847	44.115.382	42%	6.916.286	53.924	44.984.190	42%
RL.5	<1.500.000	0	0	0		0	0	0		170.952	303	1.417.215	33%	10.771.413	17.027	75.934.736	39%	10.942.364	17.331	77.351.951	39%
RL.6	<5.000.000	0	0	0		0	0	0		193.229	73	1.084.144	49%	4.167.324	1.691	22.455.037	51%	4.360.553	1.764	23.539.181	51%
RL.7	<15.000.000	0	0	0		0	0	0		128.942	14	681.651	52%	3.278.171	395	17.241.656	52%	3.407.113	409	17.923.307	52%
RL.8	<50.000.000	0	0	0		0	0	0		82.471	3	329.469	69%	2.607.596	106	12.776.639	56%	2.690.067	110	13.106.108	56%
RL.9	<150.000.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		325.417	3	1.156.982	77%	325.417	3	1.156.982	77%
RL.10	<500.000.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
RL.11	>500.000.000	0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0		0	0	0	
TOTAL		52.000.000	36	288.397.819	49%	7.306.671	3	65.941.600	30%	1.343.073	170.900	9.113.986	40%	220.472.145	7.791.079	1.042.432.408	58%	281.121.888	7.962.019	1.405.885.814	55%
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL										9.990.676								9.990.676			
TOTAL SISTEMA		52.000.000	36	288.397.819	49%	7.306.671	3	65.941.600	30%	11.333.749	170.900	9.113.986	341%	220.472.145	7.791.079	1.042.432.408	58%	291.112.564	7.962.019	1.405.885.814	57%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.3. Previsiones de la capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026 y sobre la base de la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se ha estimado la capacidad contratada equivalente por punto de entrada y de salida de la red de transporte.

2.3.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada

2.3.1.1. Entradas a la red de transporte desde los almacenamientos subterráneos

En el caso de la entrada desde los almacenamientos subterráneos (en adelante, AA.SS.), el volumen previsto de entrada para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026 se corresponde con la previsión del volumen de gas extraído prevista por el GTS para sendos ejercicios.

La capacidad contratada equivalente por punto de entrada a la red de transporte desde los almacenamientos subterráneos se ha estimado con las siguientes hipótesis:

- Se considera que el perfil de extracción se corresponde con el perfil promedio de los registrados en los últimos 4 años de gas.
- Se considera que únicamente se realizan contratos diarios, ya que son los que minimizan la facturación de peajes dados los multiplicadores aplicables a cada ejercicio.

2.3.1.2. Entradas a la red de transporte desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en transporte y conexiones internacionales

El volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en la red de transporte y conexiones internacionales se corresponden con las previsiones facilitadas por el GTS, con la excepción de las entradas a través del VIP ibérico y VIP Pirineos para los cuales se ha estimado teniendo en cuenta la última información disponible.

No obstante, no se ha considerado las previsiones de aquellos puntos de BIOGAS que no estén, a la fecha de elaboración del presente informe, en

funcionamiento, dadas las incertidumbres existentes sobre los mismos en años anteriores. Así, en el año de gas 2022²⁴ y 2023²⁵ se incluyeron 7 puntos de biogas, en el año 2024²⁶ dos puntos adicionales y en el año 2025²⁷ 15 puntos adicionales, estando actualmente en funcionamiento únicamente dos puntos de inyección de biogas en la red de transporte troncal que se incluyeron por primera vez en la resolución del año de gas 2022.

La capacidad contratada para el cierre del año de gas 2025 en las entradas desde yacimientos, puntos de inyección de biogás en la red de transporte y conexiones internacionales, se ha estimado considerando

- (i) Para el periodo comprendido entre octubre de 2024 y diciembre de 2024 la capacidad realmente contratada por los agentes para cada uno de los productos (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) según la información disponible en el LIQUID
- (ii) Para el resto del periodo se ha analizado la coherencia entre las capacidades ya contratadas en el SL-ATR y el escenario de demanda considerado, incrementando, en su caso, las capacidades contratadas, en función de la evolución registrada en los últimos meses tanto en el SL-ATR como en LIQUID.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 23 de mayo de 2024 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

²⁴ Resolución de 27 de mayo de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el año de gas 2022, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2021-9002

²⁵ 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, disponible en <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2022-8560>

²⁶ Resolución de 30 de mayo de 2023, 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 2024, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2023-13213

²⁷ Resolución de 23 de mayo de 2024, 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 2025, disponible en https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2024-10936

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas en forma de gas natural para el cierre de 2025 la cantidad de 122.977 GWh, esto es un 6,7% inferior a la registrada en 2024, y superior al valor previsto por el GTS para dicho ejercicio (106.538 GWh)²⁸.

El volumen y la capacidad contratada prevista por punto de entrada desde las conexiones internacionales, puntos de inyección de biogás en transporte troncal y yacimientos para el año de gas 2026 se ha estimado, de forma similar, considerando la información proporcionada por las empresas transportistas y el GTS, así como las capacidades ya contratadas en el SL-ATR. Adicionalmente, en el cálculo de la capacidad contratada equivalente se ha tenido en cuenta los multiplicadores establecidos en la Resolución.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se reducirán un 2,9% sobre las previstas para el cierre del año de gas 2025, hasta alcanzar los 119,4 GWh. Sin embargo, el GTS prevé unas entradas de 111.018 GWh, esto es un incremento del 4,2% respecto a su previsión para el cierre del año de gas 2025.

2.3.1.3. Entradas a la red de transporte desde plantas de GNL

La previsión del gas que se introduce en el sistema para los años de gas 2025 y 2026 a través de plantas de GNL se ha calculado como la diferencia entre el volumen que debe ser abastecido, coherente con el escenario de demanda previsto por la CNMC para dichos años, y el volumen previsto de entrada al sistema desde yacimientos, puntos de inyección de biogás y conexiones internacionales para dichos ejercicios.

Se indica que el volumen que puede ser abastecido mediante GN o GNL se determina sumando a la demanda prevista para el cierre de 2025 y 2026, excluyendo la demanda abastecida mediante plantas satélite y las inyecciones de biogás en las redes locales e incrementada por las mermas correspondientes, las exportaciones, el saldo inyección-extracción y las necesidades de gas talón y operación.

En cuanto a la estimación de inyecciones de biogás en las redes locales para el año 2025, se ha proyectado la última información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, mientras que para el año 2026, se ha considerado la

²⁸ Estos valores incluyen entrada por gasoducto, yacimientos y plantas BIO conectados a la red de transporte.

previsión facilitada por el GTS. Por tanto, se estima unas inyecciones de 152 GWh en el año de gas 2025 y 1.291 GWh en 2026.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que el volumen a introducir en el sistema de transporte desde las plantas de GNL se incrementará un 5,4% en el año de gas 2025 y se reducirá un 4,6%% en el año de gas 2026. Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo la misma distribución por planta que la prevista por el GTS.

La capacidad contratada para 2025 y 2026, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta tanto las previsiones remitidas por el GTS, como la última información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Adicionalmente, en el caso de los puntos de interconexión virtuales con Francia y Portugal se hace necesaria la desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista por punto físico, lo que se hace en función de las capacidades técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (véase Cuadro I.30).

En el Cuadro I.31 y en el Cuadro I.32 se muestra, para cada punto de entrada la capacidad contratada, desglosada por tipo de contrato, y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2025 y 2026 respectivamente.

Cuadro I.30. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico.

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada técnica (1)	55	25	80	165	60	225
% sobre total (B)	69%	31%	100%	73%	27%	100%

Previsión de cierre del año de gas 2025	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (B)			59.393.386			59.363.558
Volumen (MWh) (C)			14.086.472			13.749.791
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	40.832.953	18.560.433	59.393.386	43.533.276	15.830.282	59.363.558
Volumen (MWh) (A) * (C)	9.684.450	4.402.023	14.086.472	10.083.180	3.666.611	13.749.791

Previsión de año de gas 2026	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (D)			60.293.904			65.457.015
Volumen (MWh) (E)			14.086.472			13.826.722
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh/día) (A) * (D)	41.452.059	18.841.845	60.293.904	48.001.811	17.455.204	65.457.015
Volumen (MWh) (A) * (E)	9.684.450	4.402.023	14.086.472	10.139.596	3.687.126	13.826.722

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.31. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2025 con multiplicadores vigentes

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2025 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	295.491	268.230	19.726	5.682	1.853	1	299.713
CI Biriattou	14.579	2.594	8.570	1.431	1.920	64	15.830
CI Larrau	40.092	7.133	23.568	3.934	5.281	175	43.533
CI Badajoz	26.759	-	-	5.125	21.369	266	40.833
CI Tuy	12.163	-	-	2.329	9.713	121	18.560
PR Barcelona	42.348	15.238	1.008	6.950	14.019	5.133	54.444
PR Cartagena	72.638	26.137	1.729	11.921	24.047	8.805	93.385
PR Huelva	104.435	37.578	2.486	17.139	34.573	12.659	134.265
PR Bilbao	178.253	64.139	4.243	29.253	59.011	21.607	229.167
PR Sagunto	58.832	21.169	1.400	9.655	19.476	7.131	75.636
PR Mugardos	69.913	25.156	1.664	11.473	23.145	8.474	89.883
PR Musel	27.770	9.992	661	4.557	9.193	3.366	35.702
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	51	-	-	-	50	1	82
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	1.111	-	-	340	771	-	1.642
BIO Madrid	581	581	-	-	0	-	581
BIO La Galera / Godall	100	100	-	-	-	-	100
AASS Serrablo	13.618	-	-	-	13.618	-	21.789
AS Gaviota	16.966	-	-	-	16.966	-	27.145
AS Yela	7.503	-	-	-	7.503	-	12.005
AS Marismas	614	-	-	-	614	-	982
TOTAL	983.817	478.048	65.056	109.788	263.123	67.802	1.195.278

Fuente: CNMC

Cuadro I.32. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2026 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2026 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	285.970	268.462	8.309	3.452	5.738	10	292.116
CI Biriattou	14.796	1.604	13.135	7	8	42	17.455
CI Larrau	40.689	4.411	36.120	20	23	115	48.002
CI Badajoz	26.768	-	-	5.125	21.369	274	41.452
CI Tuy	12.167	-	-	2.329	9.713	125	18.842
PR Barcelona	58.502	21.050	1.392	9.601	19.367	7.091	79.011
PR Cartagena	71.947	25.888	1.712	11.807	23.818	8.721	97.170
PR Huelva	99.732	35.886	2.374	16.367	33.016	12.089	134.694
PR Bilbao	148.850	53.559	3.543	24.428	49.277	18.043	201.032
PR Sagunto	62.102	22.346	1.478	10.192	20.559	7.528	83.873
PR Mugardos	57.988	20.865	1.380	9.516	19.197	7.029	78.316
PR Musel	28.493	10.252	678	4.676	9.433	3.454	38.482
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	66	-	-	-	66	-	105
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	735	-	-	-	735	-	1.176
BIO Madrid	600	600	-	-	-	-	600
BIO La Galera / Godall	90	90	-	-	-	-	90
AS Serrablo	12.781				12.781		21.728
AS Gaviota	15.124				15.124		25.711
AS Yela	10.069				10.069		17.117
AS Marismas	570				570		969
TOTAL	948.039	465.015	70.122	97.520	250.863	64.520	1.197.941

Fuente: CNMC

2.3.1.4. Entradas a la red de transporte

En el Cuadro I.33 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de entrada previstas para el cierre del año de gas 2025 y 2026.

Cuadro I.33. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026 desglosado por punto de entrada al sistema

Puntos de entrada	Año Gas 2025			Año Gas 2026			Tasa de Variación 2026 s/ 2025		
	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	122.386.307	418.469.480	80,1%	118.976.074	417.867.028	78,0%	-2,8%	-0,1%	-2,6%
Tarifa GME	0	0		0	0				
MEDGAZ	94.550.044	299.712.536	86,4%	91.062.880	292.116.109	85,4%	-3,7%	-2,5%	-1,2%
CI Biriattou	3.666.611	15.830.282	63,5%	3.687.126	17.455.204	57,9%	0,6%	10,3%	-8,8%
CI Larrau	10.083.180	43.533.276	63,5%	10.139.596	48.001.811	57,9%	0,6%	10,3%	-8,8%
CI Badajoz	9.684.450	40.832.953	65,0%	9.684.450	41.452.059	64,0%	0,0%	1,5%	-1,5%
CI Tuy	4.402.023	18.560.433	65,0%	4.402.023	18.841.845	64,0%	0,0%	1,5%	-1,5%
Desde planta de regasificación	203.010.580	712.483.370	78,1%	193.611.779	712.577.586	74,4%	-4,6%	0,0%	-4,6%
Barcelona	15.513.000	54.444.229	78,1%	21.467.849	79.011.247	74,4%	38,4%	45,1%	-4,6%
Cartagena	26.608.668	93.385.446	78,1%	26.401.582	97.169.581	74,4%	-0,8%	4,1%	-4,6%
Huelva	38.256.605	134.264.899	78,1%	36.597.325	134.694.456	74,4%	-4,3%	0,3%	-4,6%
Bilbao	65.297.512	229.167.323	78,1%	54.621.520	201.031.524	74,4%	-16,3%	-12,3%	-4,6%
Sagunto	21.551.334	75.636.290	78,1%	22.788.749	83.872.748	74,4%	5,7%	10,9%	-4,6%
Mugardos	25.610.622	89.882.717	78,1%	21.279.000	78.316.199	74,4%	-16,9%	-12,9%	-4,6%
Musel	10.172.839	35.702.466	78,1%	10.455.754	38.481.830	74,4%	2,8%	7,8%	-4,6%
Desde AASS.	13.420.152	61.920.962	59,4%	11.567.053	65.525.446	48,4%	-13,8%	5,8%	-18,5%
Serrablo	4.691.176	21.789.391	59,0%	3.969.268	21.727.788	50,0%	-15,4%	-0,3%	-15,1%
Gaviota	5.936.287	27.145.010	59,9%	4.451.471	25.711.440	47,4%	-25,0%	-5,3%	-20,8%
Yela	2.591.141	12.004.941	59,1%	2.963.763	17.117.295	47,4%	14,4%	42,6%	-19,8%
Marismas	201.548	981.621	56,3%	182.551	968.922	51,6%	-9,4%	-1,3%	-8,2%
Otros	590.611	2.404.470	67,3%	473.120	1.970.795	65,8%	-19,9%	-18,0%	-2,3%
Yac. Marismas	-	-		-	-				
Yac. Aznalcázar	18.605	81.558	62,5%	24.000	105.205	62,5%			0,0%
Yac. Poseidón	-	-		-	-				
Yac. Viura	362.886	1.641.630	60,6%	240.000	1.175.589	55,9%	-33,9%	-28,4%	-7,6%
BIO Madrid	180.000	580.871	84,9%	180.000	600.000	82,2%	0,0%	3,3%	-3,2%
BIO La Galera / Godall	29.120	100.411	79,5%	29.120	90.000	88,6%	0,0%	-10,4%	11,6%
TOTAL	339.407.651	1.195.278.283	78%	324.628.025	1.197.940.854	74,2%	-4,4%	0,2%	-4,6%

Fuente: CNMC

2.3.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte

Análogamente a la previsión de la capacidad contratada equivalente y el volumen por punto de entrada, la capacidad contratada equivalente prevista y el volumen por puntos de salida de la red de transporte se ha estimado partiendo de la previsión de capacidad contratada por punto de salida para el año de gas 2024, con las siguientes hipótesis.

2.3.2.1. Salidas desde la red de transporte hacia los almacenamientos subterráneos

El volumen previsto de salida hacia los AA.SS para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026 se corresponde con la previsión del volumen de gas inyectado facilitada por el GTS para sendos ejercicios.

Asimismo, de forma similar a la previsión de capacidad contratada de entrada, se ha estimado la capacidad prevista de salida suponiendo que el perfil de inyección se corresponde con el realmente registrado en los últimos cuatro años

PÚBLICA

de gas. Se indica que con las hipótesis anteriores la contratación de capacidad que minimiza la facturación del peaje de salida de la red de transporte hacia el almacenamiento subterráneo es la diaria.

2.3.2.2. Salidas desde la red de transporte hacia las conexiones internacionales

En el Cuadro I.34 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2025 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

El GTS prevé un incremento de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2025 del 19,9%, debido a un incremento de las exportaciones por las interconexiones de Tarifa y Francia, de un 4,2% y 44,0% respectivamente parcialmente compensada por la reducción de las exportaciones de un 28,5% hacia Portugal.

Asimismo, las empresas transportistas prevén también un incremento de las exportaciones del 41,3% respecto a las que se produjeron en el año de gas 2024, debido al incremento de las exportaciones por todas las conexiones internacionales de un 15,6% a través de Tarifa, de un 57,4% a través de Francia y de un 39,4% a través de Portugal.

Cuadro I.34. Previsión de exportaciones para el cierre del año de gas 2025 remitida por el GTS y las empresas transportistas

Año Gas 2024				
	Volumen (MWh)		Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	
Tarifa	9.405.000		35.832.447	
Francia	15.653.223		228.741.097	
Portugal	4.746.481		19.930.607	
TOTAL	29.804.703		284.504.151	

GTS	Prevision cierre Año Gas 2025		Tasa de variación sobre Año Gas 2024	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	9.799.965	37.044.979	4,2%	3,4%
Francia	22.536.157	224.581.898	44,0%	-1,8%
Portugal	3.393.444	18.889.523	-28,5%	-5,2%
TOTAL	35.729.566	280.516.399	19,9%	-1,4%

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2025		Tasa de variación sobre Año Gas 2024	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	10.872.817	30.353.095	15,6%	-15,3%
Francia	24.632.475	218.479.559	57,4%	-4,5%
Portugal	6.615.676	14.624.960	39,4%	-26,6%
TOTAL	42.120.967	263.457.614	41,3%	-7,4%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Teniendo en cuenta la información disponible, se ha considerado como mejor previsión de exportación para el cierre de gas del año 2025 las previsiones remitidas por el GTS, excepto por lo que se refiere a las exportaciones a Portugal que se han considerado los datos de los últimos doce meses disponibles a la elaboración de la presente memoria

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2025, desglosada por

PÚBLICA

contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2024 y diciembre de 2024 la capacidad realmente contratada de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses, teniendo en cuenta la información de las capacidades ya contratadas para dicho periodo en el SL- ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Como resultado de lo anterior, se estima que en 2025 las exportaciones se incrementarán un 23,6%, debido a un incremento de las exportaciones por las interconexiones de Tarifa y Francia, de un 4,2% y 44,0% respectivamente parcialmente compensada por la reducción de las exportaciones de un 5,2% hacia Portugal.

Adicionalmente, se estima que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 10,5%, consecuencia de la reducción a través de la interconexión con Francia y Portugal, del 13,6% y 7,6%, respectivamente, parcialmente compensada por el incremento de capacidad contratada equivalente del 7,4% a través de la interconexión con Tarifa (véase Cuadro I.35).

Cuadro I.35. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el cierre del año de gas 2025

Año Gas 2024				
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
Tarifa	9.405.000	35.832.447		
Francia	15.653.223	228.741.097		
Portugal	4.746.481	19.930.607		
TOTAL	29.804.703	284.504.151		

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2025		Tasa de variación sobre Año Gas 2024	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	9.799.965	38.489.251	4,2%	7,4%
Francia	22.536.157	197.593.690	44,0%	-13,6%
Portugal	4.498.000	18.409.950	-5,2%	-7,6%
TOTAL	36.834.122	254.492.892	23,6%	-10,5%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

En el Cuadro I.36 se muestran las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá en 2026 un 13,3% respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2025 debido a una reducción de las exportaciones con destino a Francia (-27,5%) parcialmente compensado por el incremento de las exportaciones con destino Marruecos y Portugal, de un 1,8% y un 37,1%, respectivamente. Por otra parte las empresas transportistas estiman que el volumen de exportaciones se reducirá un 3,1% respecto de su previsión de cierre del año de gas 2025 en todas las interconexiones.

Cuadro I.36. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2026

GTS	Prevision cierre Año Gas 2025 (A)		Prevision Año Gas 2026 (B)		Tasa de variación (B) sobre (A)	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	9.799.965	37.044.979	9.974.747	37.697.162	1,8%	1,8%
Francia	22.536.157	224.581.898	16.348.620	229.433.236	-27,5%	2,2%
Portugal	3.393.444	18.889.523	4.651.269	24.409.259	37,1%	29,2%
TOTAL	35.729.566	280.516.399	30.974.637	291.539.657	-13,3%	3,9%

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2025 (A)		Prevision Año Gas 2026 (B)		Tasa de variación (B) sobre (A)	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	10.872.817	30.353.095	10.536.827	29.415.130	-3,1%	-3,1%
Francia	24.632.475	218.479.559	23.871.287	138.648.159	-3,1%	-36,5%
Portugal	6.615.676	14.624.960	6.411.239	4.683.568	-3,1%	-68,0%
TOTAL	42.120.967	263.457.614	40.819.353	172.746.857	-3,1%	-34,4%

Fuente: GTS, empresas transportistas y CNMC.

Teniendo en cuenta la información disponible, se ha considerado como mejor previsión de exportación para el año de gas 2026 las previsiones remitidas por el GTS.

Las capacidades contratadas por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) se han estimado proyectando la tendencia registrada durante los últimos meses, teniendo en cuenta las capacidades ya contratadas en el SL-ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la

capacidad contratada de cada producto los multiplicadores propuestos para dicho ejercicio conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

En consecuencia, se estima que las exportaciones se reducirán en el ejercicio 2026 un 15,9%, mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 26,2% (Véase Cuadro I.37).

Cuadro I.37. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2026

	Prevision cierre Año Gas 2025 (A)		Prevision Año Gas 2026 (B)		Tasa de variación (B) sobre (A)	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa	9.799.965	38.489.251	9.974.747	37.753.412	1,8%	-1,9%
Francia	22.536.157	197.593.690	16.348.620	131.956.910	-27,5%	-33,2%
Portugal	4.498.000	18.409.950	4.651.269	18.226.687	3,4%	-1,0%
TOTAL	36.834.122	254.492.892	30.974.637	187.937.010	-15,9%	-26,2%

Fuente: CNMC.

2.3.2.3. Salidas desde la red de transporte hacia las plantas de regasificación

En relación con la salida hacia las plantas de regasificación (licuefacción virtual) tanto para 2025 como para 2026, se ha tomado la previsión del volumen enviada por el GTS, lo que implica suponer unas salidas de 600 GWh para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026.

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2025, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2024 y marzo de 2025 la capacidad realmente contratada de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta la información de las capacidades ya contratadas en el SL- ATR. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para el ejercicio 2026 se han proyectado las tendencias registradas durante los últimos meses tanto en el SL-ATR como en la base de datos de liquidaciones gasistas.

2.3.2.4. Salidas desde la red de transporte hacia los consumidores nacionales

En el caso de las salidas hacia consumidores nacionales, dado que los comercializadores no contratan capacidad de salida en los puntos de interconexión de la red troncal con la red no troncal/secundaria o con la red de distribución, se ha desagregado la capacidad de salida prevista, excluidos los consumidores suministrados desde plantas satélite, para el ejercicio por punto de salida en función de la información disponible por la CNMC.

En particular, se dispone de la siguiente información:

- Información individualizada de las variables de facturación de los consumidores con telemedida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en las bases de datos de liquidaciones del sector gasista (LIQUID).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en LIQUID.
- Demanda diaria por punto de salida del año de gas 2024 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con telemedida instalada abastecidos desde cada punto de salida de la red de transporte proporcionada por el GTS.
- Municipios abastecidos desde cada punto de salida o agrupación de puntos de salida, proporcionada por el GTS.

Teniendo en cuenta la información anterior, la capacidad contratada prevista en cada punto de salida de la red de transporte se ha estimado como la agregación de la capacidad de los CUPS suministrados desde ese punto de salida y de la capacidad del resto de consumidores abastecidos desde ese punto de salida.

La capacidad contratada de los CUPS asociados a un punto de salida de la red de transporte se corresponde con la capacidad contratada de los consumidores con telemedida instalada en el último año de gas disponible (2024).

La capacidad contratada prevista para el resto de los consumidores abastecidos desde ese punto de salida se estima considerando lo siguiente:

- Se han considerado como los factores de carga del ejercicio 2024.
- Se ha estimado la capacidad contratada por nivel de presión, peaje de acceso y municipio como resultado de aplicar el factor de carga del peaje correspondiente a la demanda de los consumidores en dichos grupos tarifarios en cada uno de los municipios abastecidos desde la red de transporte, de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones.
- La capacidad contratada se ha asignado por punto de salida en función de la relación municipio-punto de entrega de la red de transporte remita por el GTS.

Se indica que cuando un municipio es abastecido desde más de un punto de la red de transporte simultáneamente, la demanda asociada a dichos municipios se ha distribuido por punto de salida en función de la demanda registrada en el día de máxima demanda del año de gas 2024, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

- Una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2024 desagregada por punto de salida de la red de transporte, nivel de presión (presión > 60 bar, entre 4-16 bar, entre 16-60 bar y < 4 bar) y tipo de consumidor (destinado a generación eléctrica o convencional), la capacidad contratada del año de gas 2025 y 2026 de los consumidores nacionales conectados a la red transporte-distribución desglosada por nivel de presión y tipo de consumidor se distribuye por punto de salida proporcionalmente a la capacidad registrada en el año 2024.

Adicionalmente, y con objeto de aplicar la metodología de la Circular 6/2020, en los puntos de interconexión virtuales con Francia y Portugal se han desagregado el volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de salida en función de las capacidades técnicas de cada uno de los puntos físicos que integran los citados puntos virtuales, de acuerdo con la información aportada por el GTS (Cuadro I.38).

En el Cuadro I.39 y en el Cuadro I.40 se muestran, para cada punto de salida la capacidad contratada, desglosada por tipo de contrato (anual, trimestral,

mensual, diario e intradiario), y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2025 y 2026 respectivamente.

Cuadro I.38. Desglose de la capacidad contratada de salida por punto físico por los VIPs prevista para el año de gas 2025 y 2026

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad contratada técnica (1)	134	10	144	165	100	265
% sobre total (A)	93%	7%	100%	62%	38%	100%

Previsión de cierre del año de gas 2025	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (B)			18.409.950			197.593.690
Volumen (MWh) (C)			4.498.000			22.536.157
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	17.131.482	1.278.469	18.409.950	123.030.033	74.563.657	197.593.690
Volumen (MWh) (A) * (C)	4.185.639	312.361	4.498.000	14.031.947	8.504.210	22.536.157

Previsión de año de gas 2026	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (D)			18.226.687			131.956.910
Volumen (MWh) (E)			4.651.269			16.348.620
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (D)	16.960.945	1.265.742	18.226.687	82.161.850	49.795.061	131.956.910
Volumen (MWh) (A) * (E)	4.328.264	323.005	4.651.269	10.179.330	6.169.291	16.348.620

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.39. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2025 con multiplicadores vigentes

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2025 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	240.375	206.859	891	21.107	11.131	387	254.493
CI Tarifa	27.720	-	-	19.543	8.177	-	38.489
CI Biriattou	74.428	74.365	-	-	8	55	74.564
CI Larrau	122.805	122.702	-	-	13	90	123.030
CI Badajoz	14.351	9.112	829	1.456	2.730	225	17.131
CI Tuy	1.071	680	62	109	204	17	1.278
Planta de regasificación	5.775	4.507	753	482	33	-	6.090
PR Barcelona	441	344	58	37	3	-	465
PR Cartagena	757	591	99	63	4	-	798
PR Huelva	1.088	849	142	91	6	-	1.148
PR Bilbao	1.858	1.450	242	155	11	-	1.959
PR Sagunto	613	478	80	51	3	-	647
PR Mugardos	729	569	95	61	4	-	768
PR Musel	289	226	38	24	2	-	305
Almacenamiento Subterráneo	31.625	-	-	-	31.625	-	50.599
AS Serrablo	10.200	-	-	-	10.200	-	16.320
AS Gaviota	14.312	-	-	-	14.312	-	22.899
AS Yela	6.827	-	-	-	6.827	-	10.923
AS Marismas	286	-	-	-	286	-	458
Salida nacional	1.291.918	1.126.434	3.115	16.968	116.170	29.232	1.432.884
P > 60 bar	433.155	288.262	12	7.927	107.798	29.156	565.009
16 bar < P ≤ 60 bar	113.937	111.410	348	299	1.822	57	116.045
4 bar < P ≤ 16 bar	323.713	306.360	2.621	8.306	6.407	19	330.435
P ≤ 4 bar	412.045	411.366	134	404	142	0	412.312
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	9.068	9.036	-	31	1	-	9.084
TOTAL SALIDAS	1.569.693	1.337.800	4.759	38.557	158.958	29.619	1.744.066

Fuente: CNMC

Cuadro I.40 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2026 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2026 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	175.529	141.413	913	28.878	4.092	233	187.937
CI Tarifa	28.655	-	-	27.400	1.255	-	37.753
CI Biriattou	49.795	49.795	-	-	-	-	49.795
CI Larrau	82.162	82.162	-	-	-	-	82.162
CI Badajoz	13.881	8.799	850	1.375	2.640	216	16.961
CI Tuy	1.036	657	63	103	197	16	1.266
Planta de regasificación	6.000	4.748	1.252	-	-	-	6.250
PR Barcelona	665	526	139	-	-	-	693
PR Cartagena	818	647	171	-	-	-	852
PR Huelva	1.134	897	237	-	-	-	1.181
PR Bilbao	1.693	1.339	353	-	-	-	1.763
PR Sagunto	706	559	147	-	-	-	736
PR Mugardos	659	522	138	-	-	-	687
PR Musel	324	256	68	-	-	-	338
Almacenamiento Subterráneo	34.967	-	-	-	34.967	-	59.444
AS Serrablo	10.780	-	-	-	10.780	-	18.326
AS Gaviota	15.647	-	-	-	15.647	-	26.599
AS Yela	8.221	-	-	-	8.221	-	13.975
AS Marismas	320	-	-	-	320	-	544
Salida nacional	1.262.126	1.117.732	3.124	15.950	100.460	24.861	1.405.886
P > 60 bar	405.535	281.798	12	6.872	92.068	24.785	539.277
16 bar < P ≤ 60 bar	113.937	111.410	348	299	1.822	57	116.422
4 bar < P ≤ 16 bar	324.647	307.245	2.627	8.334	6.424	18	331.878
P ≤ 4 bar	408.912	408.215	137	414	145	0	409.195
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	9.096	9.064	-	31	1	-	9.114
TOTAL SALIDAS	1.478.622	1.263.893	5.289	44.828	139.519	25.093	1.659.517

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.3.2.5. Capacidad contratada equivalente y volumen desagregado por punto de salida de la red de transporte

En el Cuadro I.41 se muestran las previsiones de volumen y capacidad contratada equivalente por punto de salida de la red de transporte previstos para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026, con la excepción de la salida nacional para la que, a efectos de presentación, se han agregado los puntos de salida por presión de la red a la que están conectados los consumidores.

Cuadro I.41 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026

Puntos de salida	Año Gas 2025			Año Gas 2026			Tasa de Variación 2026 s/ 2025		
	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	36.834.122	254.492.892	39,7%	30.974.637	187.937.010	45,2%	-15,9%	-26,2%	13,9%
CI Tarifa	9.799.965	38.489.251	69,8%	9.974.747	37.753.412	72,4%	1,8%	-1,9%	3,8%
CI Biriattou	8.504.210	74.563.657	31,2%	6.169.291	49.795.061	33,9%	-27,5%	-33,2%	8,6%
CI Larrau	14.031.947	123.030.033	31,2%	10.179.330	82.161.850	33,9%	-27,5%	-33,2%	8,6%
CI Badajoz	4.185.639	17.131.482	66,9%	4.328.264	16.960.945	69,9%	3,4%	-1,0%	4,4%
CI Tuy	312.361	1.278.469	66,9%	323.005	1.265.742	69,9%	3,4%	-1,0%	4,4%
Planta de regasificación	600.000	6.090.411	27,0%	600.000	6.250.411	26,3%	0,0%	2,6%	-2,6%
Barcelona	45.849	465.397	27,0%	66.529	693.051	26,3%	45,1%	48,9%	-2,6%
Cartagena	78.642	798.272	27,0%	81.818	852.328	26,3%	4,0%	6,8%	-2,6%
Huelva	113.068	1.147.716	27,0%	113.415	1.181.479	26,3%	0,3%	2,9%	-2,6%
Bilbao	192.988	1.958.955	27,0%	169.271	1.763.358	26,3%	-12,3%	-10,0%	-2,6%
Sagunto	63.695	646.550	27,0%	70.622	735.694	26,3%	10,9%	13,8%	-2,6%
Mugardos	75.692	768.330	27,0%	65.943	686.955	26,3%	-12,9%	-10,6%	-2,6%
Musel	30.066	305.190	27,0%	32.402	337.545	26,3%	7,8%	10,6%	-2,6%
Desde AA.SS.	10.167.634	50.599.315	55,1%	11.186.300	59.444.016	51,6%	10,0%	17,5%	-6,4%
Serrablo	3.252.000	16.319.892	54,6%	3.486.870	18.325.934	52,1%	7,2%	12,3%	-4,5%
Gaviota	4.623.634	22.898.602	55,3%	5.018.190	26.599.201	51,7%	8,5%	16,2%	-6,6%
Yela	2.190.000	10.922.546	54,9%	2.574.470	13.975.148	50,5%	17,6%	27,9%	-8,1%
Marismas	102.000	458.275	61,0%	106.770	543.733	53,8%	4,7%	18,6%	-11,8%
Salida nacional	289.492.919	1.423.799.727	55,7%	279.778.815	1.396.771.828	54,9%	-3,4%	-1,9%	-1,5%
P > 60 bar	121.787.137	565.008.807	54,3%	112.052.311	539.277.103	56,9%	8,7%	-4,6%	4,8%
16 bar < P ≤ 60 bar	31.616.166	116.044.600	74,6%	31.616.166	116.421.744	74,4%	0,0%	0,3%	-0,3%
4 bar < P ≤ 16 bar	76.680.359	330.434.538	63,8%	76.975.383	331.877.771	63,5%	0,4%	0,4%	-0,4%
P ≤ 4 bar	59.409.257	412.311.782	39,5%	59.134.955	409.195.210	39,6%	-0,5%	-0,8%	0,3%
TOTAL	337.094.675	1.734.982.345	53,2%	322.539.752	1.650.403.264	53,5%	-4,3%	-4,9%	0,6%

Fuente: GTS y CNMC

2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2025 y 2026

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2025 y para el año de gas 2026, la previsión de entradas y salidas a la red de transporte por las conexiones internacionales, yacimientos y almacenamientos subterráneos, así como la información aportada por el GTS y las empresas gasistas, se estiman las variables de facturación de la actividad de regasificación con las siguientes hipótesis.

2.4.1. Regasificación

La previsión del volumen de regasificación para los años de gas 2025 y 2026 coincide con las previsiones del volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta y capacidad contratada.

La capacidad contratada de regasificación prevista para el año de gas 2025 por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) se han calculado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2024 y diciembre de 2024, las contrataciones reales efectuadas de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se han considerado las previsiones realizadas de entrada al sistema desde las plantas de regasificación.

La capacidad contratada prevista para el año 2026, se corresponde con las previsiones de entrada al sistema realizadas para dicho ejercicio desde las plantas de regasificación.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2025 y 2026 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes conforme lo establecido en la Circular 6/2020.

2.4.2. Carga en cisternas

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, además de las exportaciones a través de cisternas y los suministros de cisternas destinadas a bunkering y gas vehicular determinan la previsión de carga en cisternas para los años de gas 2025 y 2026.

En consecuencia, la previsión de carga en cisternas se ha confeccionado como la suma de la previsión de demanda final de la CNMC de consumidores abastecidos desde plantas satélite unicliente, distribución, gas vehicular y, de las previsiones de demanda de cisternas destinadas a bunkering y a exportaciones.

La capacidad contratada de carga en cisternas previstas para el año de gas 2025 se han calculado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2024 y marzo de 2025, las contrataciones reales efectuadas de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta la contratación ya realizada en el SL-ATR.

La capacidad contratada prevista para el año 2026, se ha estimado por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) proyectando la tendencia registrada en los últimos meses de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2025 y 2026 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes conforme lo establecido en la Circular 6/2020.

Por último, el tiempo medio de carga es el resultante de considerar la información proporcionada por las empresas, mientras que el número de cisternas es el resultante de dividir la previsión de volumen por el tamaño medio real del año de gas 2024.

2.4.3. Descarga de buques

El volumen y el número de barcos que se descarga en cada una de las plantas para el cierre del año de gas 2025 se ha estimado teniendo en cuenta la información disponible en el SL-ATR y las necesidades de GNL según las previsiones para la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío.

En particular, el volumen que se descarga en cada una de las plantas para el año de 2026 se ha estimado teniendo en cuenta la previsión de la actividad de regasificación, carga en cisterna, trasvase de GNL a buque y puesta en frío, y las contrataciones ya realizadas en el SL-ATR. Dicho volumen se ha distribuido por tamaño de buque teniendo en cuenta la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas.

La previsión del número de barcos para el año de gas 2026 se ha determinado en función del tamaño medio del barco, el cual se ha estimado teniendo en cuenta la información aportada por el GTS, las empresas y la información disponible en el SL-ATR.

Por último, como mejor previsión del tiempo medio de descarga se ha tomado el valor previsto por las empresas.

2.4.4. Traspase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío

En la elaboración de las previsiones del volumen trasvasado y número de operaciones de trasvases de planta a buque se han considerado las previsiones enviadas por el GTS.

Las previsiones del volumen trasvasado y número de operaciones de trasvases de planta a buque y de buque a buque para 2025 y 2026 se corresponden con las previsiones remitidas por el GTS. Por lo que respecta a la puesta en frío las previsiones reflejan la evolución registrada en los últimos meses de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones y los slots ya contratados en el SL-ATR.

En la previsión del tiempo medio de cada operación se ha considerado la información facilitada por las empresas para 2024.

2.4.5. Licuefacción virtual

Las previsiones de licuefacción virtual se corresponden con las previsiones de salida de la red de transporte hacia plantas de regasificación teniendo en cuenta que los multiplicadores aplicables a la licuefacción virtual difieren de los aplicables a las salidas de la red de transporte hacia las plantas de regasificación.

2.4.6. Almacenamiento de GNL

El volumen almacenado previsto para los años de gas 2025 y 2026, se ha calculado proyectando las tendencias registradas conforme a lo declarado por las empresas en la base de datos de liquidaciones gasistas.

La previsión de capacidad contratada de almacenamiento se ha estimado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) para 2025, considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2024 y enero de 2025, las contrataciones reales efectuadas de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas y en el SL-ATR, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta las capacidades ya contratadas en el SL-ATR. Para el ejercicio 2026, se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2025 y 2026 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes y teniendo en cuenta lo establecido en la Circular 6/2020.

Para el año de gas 2025, se estima que la previsión del volumen almacenado se reducirá un 7% sobre la registrada en 2024, mientras que para 2026 se estima una reducción del 4% sobre el cierre previsto para 2025.

En el Cuadro I.42 y en el Cuadro I.43 se muestra el cálculo de las capacidades contratadas equivalentes para los servicios de regasificación, carga en cisternas, licuefacción virtual y almacenamiento de GNL.

Cuadro I.42 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2025 con multiplicadores vigentes

	Previsión Año Gas 2025						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	570.611	224.089	13.191	83.956	181.736	67.639	776.589
Carga en cisternas	51.988	29.840	10.807	6.050	5.155	136	58.324
Licuefacción Virtual	5.775	4.507	753	482	33	-	6.090
Almacenamiento de GNL	15.954.381	8.628.601	3.664.912	1.948.612	1.707.634	4.622	17.772.113

Fuente: CNMC

Cuadro I.43 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2026 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año

	Previsión Año Gas 2026						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	527.614	189.847	12.558	86.587	174.667	63.954	740.635
Carga en cisternas	49.160	28.929	9.187	6.092	4.814	137	55.247
Licuefacción Virtual	6.000	4.748	1.252	-	-	-	6.250
Almacenamiento de GNL	16.471.131	8.680.620	4.089.257	1.991.304	1.703.850	6.100	17.061.228

Fuente: CNMC

A modo de resumen, en el Cuadro I.44 se presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2025 y el año de gas 2026.

Cuadro I.44 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2025 y 2026

	Año Gas 2025		Año Gas 2026	
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados
Regasificación	776.588.861	203.010.580	740.635.047	193.611.779
	Nº de buques	MWh descargados de buques	Nº de buques	MWh descargados de buques
Descarga de buques	239	234.980.454	227	223.257.778
S ≤ 40.000 m3	9	1.120.550	9	1.064.648
M: 40.000 - 75.000 m3	21	10.909.523	20	10.365.270
L: 75.000 - 150.000 m3	96	93.833.288	91	89.152.144
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	113	129.117.094	107	122.675.716
XXL > 216.000 m3	0	0	0	0
	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque
Trasvase de GNL a buque	178	19.550.681	157	17.220.000
	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque
Trasvase de buque a buque	0	0	0	0
	Nº de buques	MWh puestos en frío	Nº de buques	MWh puestos en frío
Puesta en frío	7	162.448	7	162.448
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas
Carga en cisternas	58.324.478	12.208.626	55.246.575	12.192.929
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)
Almacenamiento de GNL	17.772.112.536	4.139.586.955	17.061.228.034	3.974.003.477
	Caudal contratado equivalente(kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)	Caudal contratado equivalente(kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)
Licuefacción Virtual	6.090.411	600.000	6.250.411	600.000

Fuente: CNMC