

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2023, EL AÑO DE GAS 2024 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

RAP/DE/010/22

www.cnmc.es

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2023, EL AÑO DE GAS 2024 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

ÍNDICE DE CONTENIDO

1. CONSIDERACIONES PREVIAS	8
1.1. Información disponible para confeccionar las previsiones	8
1.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión	9
2. Previsión de las variables de facturación para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023.....	9
2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2022	10
2.1.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	10
2.1.2. Previsión de demanda convencional.....	16
2.1.3. Demanda nacional.....	35
2.2. Previsión de demanda 2023	38
2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	38
2.2.2. Previsión de demanda convencional.....	42
2.2.3. Demanda nacional.....	58
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 2022 y el año de gas 2023	61
2.3.1. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos en cada punto de entrada.....	61
2.3.2. Capacidad contratada equivalente y volumen previstos por punto de salida de la red de transporte	67
2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2022 y 2023	78
2.4.1. Regasificación	79
2.4.2. Carga en cisternas.....	79
2.4.3. Descarga de buques	80
2.4.4. Trasvase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío	80
2.4.5. Licuefacción virtual	81
2.4.6. Almacenamiento de GNL	81

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido entre los años de gas 2024 al 2026.....	83
--	-----------

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2022.....	10
Cuadro I.2 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión.....	13
Cuadro I.3. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica previsto por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2022	14
Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2022.....	16
Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)	18
Cuadro I.6. Previsión del GTS y de las empresas del número de clientes y la demanda de los consumidores conectados a la red de transporte - distribución a presión inferior o igual a 4 bar, para el cierre del año de gas 2022	20
Cuadro I.7. Previsión del número de clientes y del volumen de consumo de los suministros abastecidos desde plantas satélite de distribución por el GTS y las empresas distribuidoras para el año 2022.....	24
Cuadro I.8. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar	29
Cuadro I.9. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar del GTS y de las empresas distribuidoras-transportistas.....	30
Cuadro I.10. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar	33

Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022	35
Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022	36
Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 desagregado por grupo tarifario.	37
Cuadro I.14. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2023	38
Cuadro I.15. Previsión de la CNMC para el año de gas 2023 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario	40
Cuadro I.16. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2023.....	41
Cuadro I.17. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2023	42
Cuadro I.18. Previsión del GTS y de la empresa de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2023.....	43
Cuadro I.19 Previsión del GTS y de las empresas distribuidoras para el año de gas 2023 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.	45
Cuadro I. 20. Previsión del GTS y de las empresas de los consumidores conectados a plantas satélite para el año de gas 2023.....	48
Cuadro I.21. 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 2023	53
Cuadro I.22. Previsión de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar del GTS y de las empresas transportistas-distribuidoras para el año de gas 2023.....	54

Cuadro I.23. 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 2023	56
Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2023.....	58
Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2023	59
Cuadro I.26. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el año de gas 2023 desagregado por nivel de presión, grupo tarifario y tipo de consumidor	60
Cuadro I.27. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico.....	64
Cuadro I.28. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes	65
Cuadro I.29. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2023 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020	66
Cuadro I.30. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 desglosado por punto de entrada al sistema.....	67
Cuadro I.31. Previsión de exportaciones para el año de gas 2022 remitida por el GTS y las empresas transportistas.....	69
Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2022.....	71
Cuadro I.33. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2023.....	72
Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2023.....	73
Cuadro I.35. Desglose de la capacidad contratada de salida por los VIPs prevista para el año de gas 2022 y 2023 por punto físico	76
Cuadro I.36. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2022 con multiplicadores vigentes.....	77
Cuadro I.37 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2023 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.....	77

Cuadro I.38 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023	78
Cuadro I.39 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes.....	82
Cuadro I.40 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2023 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año.....	82
Cuadro I.41 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2022 y 2023.....	83
Cuadro I.42 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2022-2026.....	84
Cuadro I.43 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2022-2026.....	85
Cuadro I.44 Previsión de demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar para los años de gas 2024 - 2026.....	88
Cuadro I.45 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2022 – 2026	90
Cuadro I.46 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2022-2026.....	92
Cuadro I.47 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2022 a 2026	93
Cuadro I.48 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2022 a 2026.....	95

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular	11
Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear.....	12
Gráfico I.3 Consumo medios 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 de gas 2018 y 2021 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022.....	22
Gráfico I.4. Tamaños medios (kWh/año) por peaje de acceso registrados entre 2014 y 2020 y previstos por las empresas distribuidoras y el GTS para el cierre del año de gas 2022 de los suministros abastecidos desde plantas satélite.....	26
Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial.	31
Gráfico I.6. Tamaños medios por peaje de acceso y peaje registrados entre 2015 y 2020 y, previstos para el año de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS para los consumidores conectados a la red de transporte-distribución.	46
Gráfico I.7. Tamaños medios por peaje de acceso de los consumidores abastecidos desde plantas satélites de distribución entre los años de gas 2018 y 2021 y previstos para el año de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS.....	49
Gráfico I.8. Evolución del número y captación de clientes suministrados a presión inferior o igual a 4 bar sin obligación de disponer de equipo de medida que permita el registro diario del caudal máximo demandado desde la red de transporte – distribución y desde plantas satélite	¡Error! Marcador no definido.

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2023, EL AÑO DE GAS 2024 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

En este anexo se detallan las hipótesis consideradas en la estimación de las variables de facturación previstas para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024, así como las variables de facturación previstas hasta el final del periodo regulatorio.

En primer lugar, se realizan una serie de consideraciones previas tanto sobre la información disponible para confeccionar las previsiones de las variables de facturación como sobre las incertidumbres existentes en el ejercicio de previsión. En segundo lugar, se detallan las hipótesis consideradas en la previsión de las variables de facturación de los peajes para los ejercicios 2023 y 2024. Por último, se incluye una previsión de la evolución de estas variables hasta el final del periodo regulatorio.

1. CONSIDERACIONES PREVIAS

1.1. Información disponible para confeccionar las previsiones

De acuerdo con lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el pasado 21 de diciembre de 2022 el Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación remitieron a la CNMC la información establecida en dicho artículo, a excepción de la información relativa a los balances (Anexo B) cuyo plazo de entrega expiraba el 26 de enero de 2023.

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

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>)

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.

1.2. Incertidumbre del ejercicio de previsión

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

No obstante, la previsión de las variables de facturación para el cierre de 2023 y 2024 presenta incertidumbres adicionales por los motivos comentados en el punto 4.1 de la Memoria justificativa de la Resolución, aspectos que condicionan el escenario de previsión incluido en el presente anexo.

2. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2023 Y PARA EL AÑO DE GAS 2024

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 2023 y para el año de gas 2024.

La previsión se ha realizado considerando la estructura de peajes de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta tanto la información disponible en las bases de datos de liquidaciones (SIFCO/LIQUID), como la información disponible en la plataforma de contratación SL-ATR y la información proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras desagregada por grupo tarifario y tipo de contrato.

2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2023

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 2023, 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 8,3% y un 6,3% respectivamente sobre la registrada en el año de gas 2022. Cabe señalar que según las previsiones del GTS la reducción de la demanda de las instalaciones de generación es bastante similar en los sistemas peninsular y balear (8,4% y 7,8% respectivamente), mientras que las empresas estiman que la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsular se mantendrá con respecto a la registrada en el año de gas 2022.

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2023

Volumen (MWh)	Año Gas 2022 (A)	Previsión Año Gas 2023 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
P > 60 bar	126.430.126		117.749.640		
16 bar < P ≤ 60 bar	-		-		
4 bar < P ≤ 16 bar	172.416		172.416		
TOTAL	126.602.543	116.010.981	117.922.056	-8,4%	-6,9%
Sistemas Extrapeninsulares					
P > 60 bar	11.006.769	10.147.139	11.006.769	-7,8%	0,0%
TOTAL	11.006.769	10.147.139	11.006.769	-7,8%	0,0%
Total					
P > 60 bar	137.436.895		128.756.409		-6,3%
16 bar < P ≤ 60 bar	-		-		
4 bar < P ≤ 16 bar	172.416		172.416		0,0%
TOTAL	137.609.312	126.158.120	128.928.825	-8,3%	-6,3%

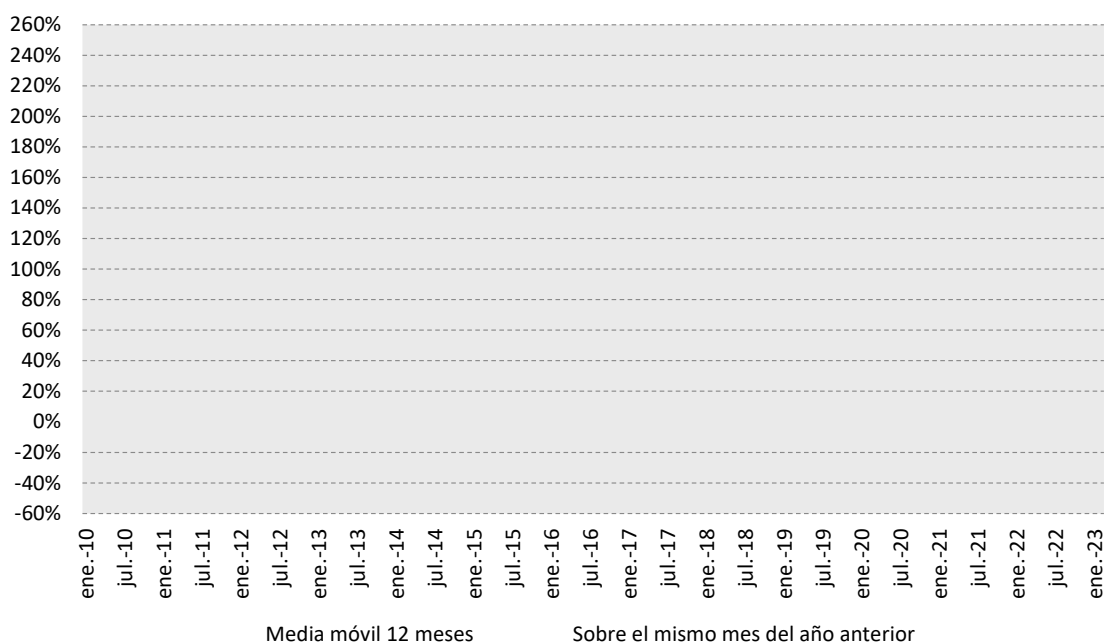
Fuente: Base de datos de liquidaciones (LIQUID), GTS y empresas

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

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2010 y febrero de 2023. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia creciente desde septiembre de 2021 hasta octubre de 2022, reduciéndose a partir de ese momento. En febrero de 2023 la media móvil de 12 meses registró una tasa del 30,6%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue del -3,6%.

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por el incremento del saldo exportador hacia Francia, la reducción de la producción hidráulica, parcialmente compensado por un incremento de la producción con carbón, y un mantenimiento de la producción RECORE (consecuencia de una contracción de la producción de las instalaciones de cogeneración, solar térmica y residuos compensada por un incremento de la producción eólica y fotovoltaica).

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

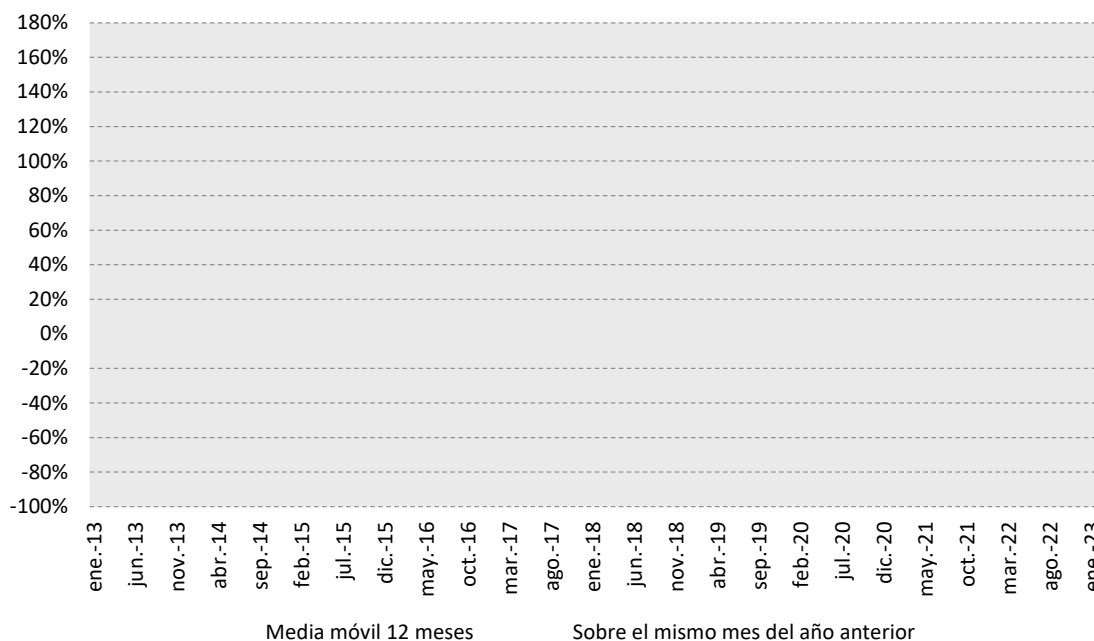


Fuente: GTS

En el sistema balear la media móvil de 12 meses a febrero de 2023 registró una variación del +7,2%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue de -18,7% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por el incremento de la demanda eléctrica registrada en dicho sistema.

PÚBLICA

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



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta, la evolución registrada en los últimos meses y la reserva hídrica actual³, se estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2023 alcanzará 126,2 TWh, de los cuales 116 TWh se corresponden al sistema peninsular y 10,2 TWh al sistema balear. Esta previsión se corresponde con la elaborada por el GTS.

En el Cuadro I.2 se muestra la demanda destinada a la generación eléctrica desagregada por sistema y nivel de presión.

³ Según el Boletín Hidrológico semanal publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de 14 de marzo de 2023 (<http://eportal.miteco.gob.es/BoleHWeb/>), la reserva hídrica española está al 68,9% por ciento de su capacidad total, valor similar a la media de los últimos 5 años (67,1%) e inferior a la media de los últimos 10 años (73%).

Cuadro I.2 Previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2023 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por nivel de presión

Volumen (MWh)	Año Gas 2022 (A)	Año Gas 20223 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	---------------------	----------------------	------------------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	126.430.126	115.852.989	-8,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	172.416	157.992	-8,4%
TOTAL	126.602.543	116.010.981	-8,4%

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	11.006.769	10.147.139	-7,8%
TOTAL	11.006.769	10.147.139	-7,8%

Total

<i>P > 60 bar</i>	137.436.895	126.000.127	-8,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	172.416	157.992	-8,4%
TOTAL	137.609.312	126.158.120	-8,3%

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

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>)

mantendrá constante (+0,1% de incremento) para el cierre del año de gas 2023 respecto de la registrada en el año de gas 2022 (véase Cuadro I.3), si bien, como se ha señalado anteriormente, las empresas estiman una reducción del consumo de gas en dicho año del 6,3%.

Cuadro I.3. Capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación eléctrica prevista por las empresas transportistas y distribuidoras para el cierre del año de gas 2023

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2022 (A)	Año Gas 2023 (B)	% variación (B) / (A)
--	------------------	------------------	-----------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	600.022.404	600.634.659	0,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	840.361	806.322	-4,1%
TOTAL	600.862.765	601.440.982	0,1%

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>	665.964.004	666.576.259	0,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	840.361	806.322	-4,1%
TOTAL	666.804.365	667.382.582	0,1%

Fuente: empresas transportistas y distribuidoras

Teniendo en cuenta las previsiones remitidas por los agentes y la evolución de la capacidad contratada equivalente por las centrales de generación, se ha optado por considerar como mejor previsión de la capacidad contratada para el cierre del año de gas 2023 de las instalaciones peninsulares la resultante de considerar el factor de carga registrado para el ejercicio 2022, dicha capacidad

PÚBLICA

se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2022. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicado a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022⁵ conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Para los sistemas localizadas en los sistemas no peninsulares se ha mantenido la misma capacidad que la registrada en el ejercicio 2022.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2023 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2023 es un 7,7% inferior a la registrada en el año de gas 2022 y un 7,8% inferior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras.

⁵ 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>.

Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2023

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2022 (A)	Año Gas 20223 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	600.022.404	548.464.300	-8,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	840.361	771.398	-8,2%
TOTAL	600.862.765	549.235.699	-8,6%
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>	665.964.004	614.405.900	-7,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	840.361	771.398	-8,2%
TOTAL	666.804.365	615.177.299	-7,7%

Fuente: Empresas y CNMC

2.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.5 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 reduzca un 4,6% en el año de gas 2023, consecuencia de una reducción del 14,5% de la demanda doméstico-comercial, del 1,6% de la

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.

demanda industrial y del 2,5% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2022
	Año Gas 2022	Año Gas 2023	
Demanda doméstica - comercial	58.703.511	50.166.428	-14,5%
Demanda industrial	180.972.774	178.131.355	-1,6%
TOTAL	239.676.285	228.297.783	-4,7%
Demanda suministrada desde plantas satélite	11.803.694	11.504.221	-2,5%
TOTAL	251.479.979	239.802.004	-4,6%

Fuente: GTS

Por su parte, las empresas gasistas estiman que la demanda convencional se reducirá en 2023 un 3,2%, consecuencia de una reducción de la demanda de los consumidores conectados en redes de presión superiores a 4 bar (-4,6%) y de la de los consumidores abastecidos desde plantas satélite unicliente (-5,9%) parcialmente compensado por un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual 4 bar (0,4%) (véase Cuadro I.6)

Cuadro I.6. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) de las empresas distribuidoras y transportistas

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2022
	Año Gas 2022	Año Gas 2023	
<i>P > 60 bar</i>	52.610.757	51.862.877	-1,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.820.764	28.948.148	-6,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	85.720.238	80.620.838	-5,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.042.037	70.327.604	0,4%
TOTAL	239.193.797	231.759.467	-3,1%
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	9.804.183	9.224.688	-5,9%
TOTAL	248.997.980	240.984.155	-3,2%

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.7 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 2023, con la información disponible para los años de gas 2021 y 2022 en las bases de datos del sistema de liquidaciones del sistema gasista (LIQUID y SIFCO).

Respecto del número de clientes las previsiones de las empresas suponen un incremento del número de suministros para el año de gas 2023 de un 0,2%. 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.1, RL.2 y RL.6, variando dichos incrementos entre un 0,4% y un 3,2%, y una reducción en el número de clientes para el resto de los grupos tarifarios (RL.3, RL.4, RL.5, RL.7, RL.8 y RL.9).

PÚBLICA

Respecto de la demanda, las previsiones estiman que la demanda se incrementará un 0,5% sobre la registrada en 2022. En particular, las empresas prevén incrementos de demanda en los grupos tarifarios RL.1, RL.2 y RL.6, y reducciones para el resto de los grupos tarifarios.

Como resultado de estas previsiones, las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, un 0,2% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2022. Cabe señalar que, las empresas estiman incrementos de los tamaños medios de todos los grupos tarifarios excepto el RL.7 cuyo tamaño medio se reduce un 0,3%.

Cuadro I.7. 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 2023

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2023	Tasas de variación sobre Año Gas 2022
	Año Gas 2021	Año Gas 2022		
A) Nº clientes				
P < 4 bar	7.810.339	7.810.958	7.827.670	0,2%
RL.1	4.541.219	4.453.164	4.471.950	0,4%
RL.2	2.799.954	2.901.277	2.914.907	0,5%
RL.3	392.303	383.890	368.810	-3,9%
RL.4	55.068	49.519	49.011	-1,0%
RL.5	19.796	20.326	20.165	-0,8%
RL.6	1.441	2.252	2.325	3,2%
RL.7	440	407	383	-5,8%
RL.8	115	119	113	-4,7%
RL.9	4	5	5	-6,6%
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	70.055.801	68.693.470	69.005.174	0,5%
RL.1	11.639.492	10.054.026	10.376.320	3,2%
RL.2	20.956.713	21.735.863	22.160.444	2,0%
RL.3	7.574.256	6.971.714	6.784.983	-2,7%
RL.4	7.310.305	6.493.809	6.456.436	-0,6%
RL.5	12.443.076	11.978.642	11.924.125	-0,5%
RL.6	3.504.356	5.072.386	5.243.190	3,4%
RL.7	3.522.849	3.287.783	3.088.693	-6,1%
RL.8	2.814.960	2.792.407	2.679.428	-4,0%
RL.9	289.793	306.840	291.555	-5,0%
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	8.970	8.794	8.816	0,2%
RL.1	2.563	2.258	2.320	2,8%
RL.2	7.485	7.492	7.602	1,5%
RL.3	19.307	18.161	18.397	1,3%
RL.4	132.751	131.138	131.733	0,5%
RL.5	628.581	589.321	591.324	0,3%
RL.6	2.432.708	2.252.475	2.255.228	0,1%
RL.7	8.009.197	8.081.401	8.058.486	-0,3%
RL.8	24.477.915	23.498.512	23.660.742	0,7%
RL.9	72.448.145	56.647.423	57.620.874	1,7%
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 2023 por las empresas gasistas, con los registrados entre los años de gas 2019 a 2022, calculados de acuerdo con la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

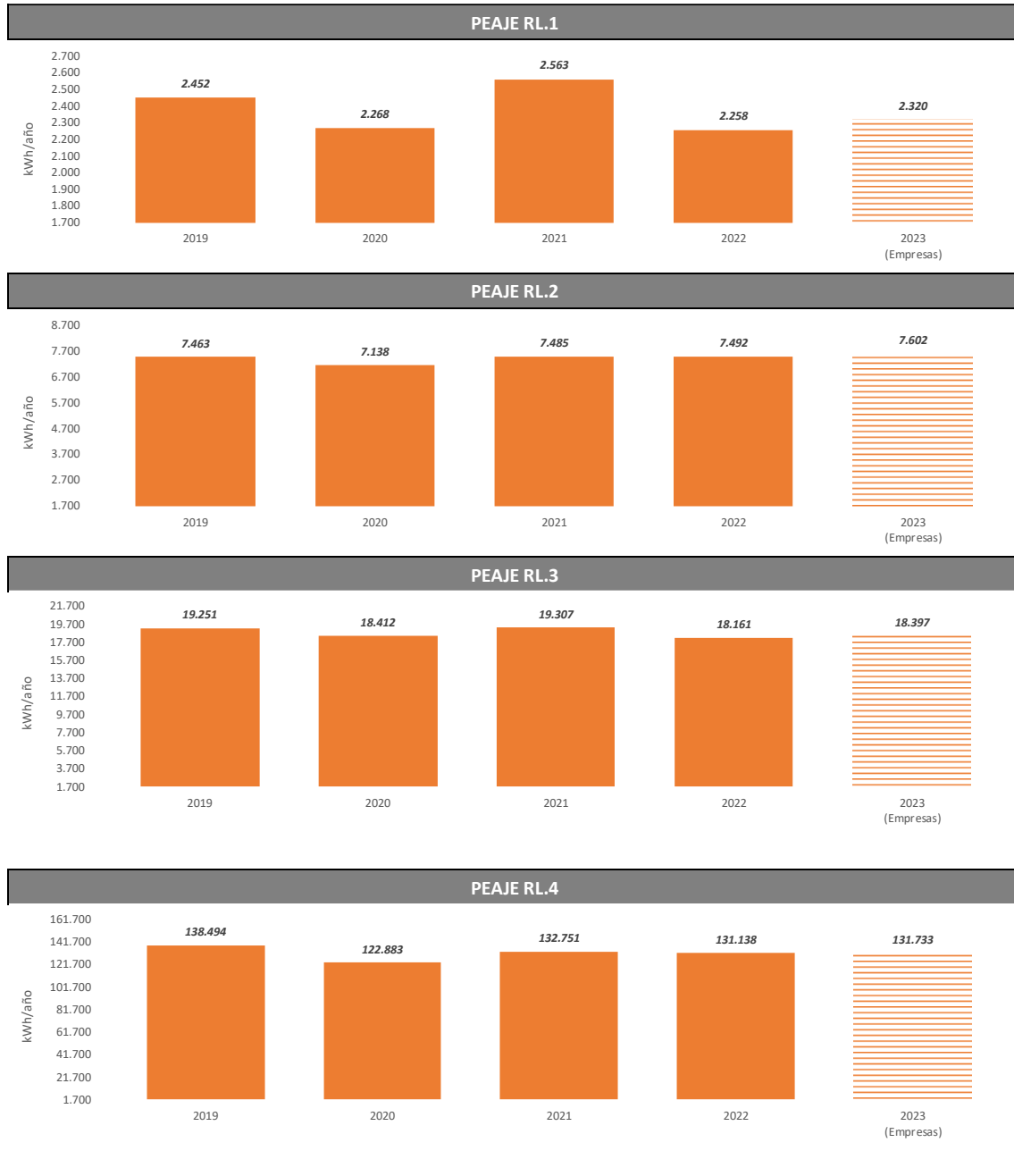
Teniendo en cuenta la sensibilidad de la demanda de este colectivo a la temperatura y a efectos de facilitar la valoración de las previsiones de los distintos agentes, se indica que la Agencia Estatal de Meteorología ha calificado los años 2020 y 2022 como extremadamente cálidos y, los años 2019 y 2021 como muy cálidos. Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) de 2018-2019 y 2020-2021 fueron cálidos, y el de 2019-2020 y 2021-2022 fueron muy cálidos.⁷

Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por las empresas para estos consumidores son ligeramente inferiores al consumo promedio registrado en el periodo 2019 a 2022 con la excepción de los grupos tarifarios RL.2 y RL.4.

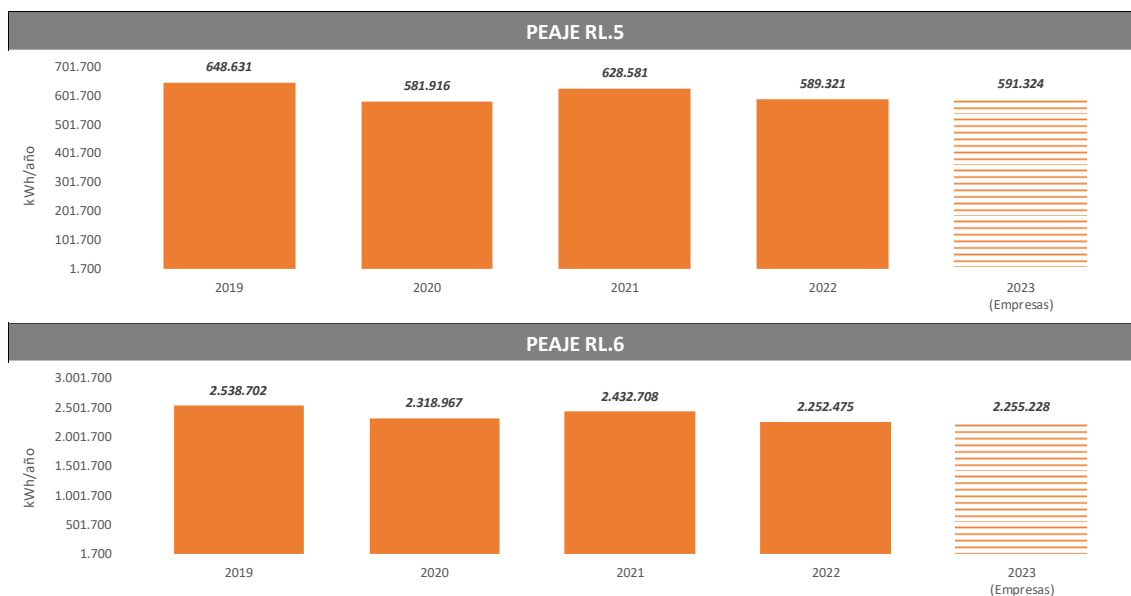
⁷ Los resúmenes climatológicos están disponibles en:

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 2019 a 2022 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2023.



PÚBLICA



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

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite de distribución (véase Cuadro I.8), las empresas estiman un crecimiento del número de suministros del 0,4% para el año de gas 2023. Todos los grupos de peajes experimentan un crecimiento en el número de suministros a excepción de RL.3 y RL.7.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, las empresas estiman reducciones para todos los consumidores excepto para el grupo RL.5, RL.6, y RL.8, lo que implica suponer una reducción de la demanda de este colectivo del 1,9% en términos medios.

Como resultado de lo anterior, las empresas esperan para el año de gas 2023 una reducción del tamaño medio de los clientes suministrados desde plantas satélites de todos los grupos tarifarios de entre el 3,6% y el 9,2%

Cuadro I.8. 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 2023.

	LIQUID		Previsión Empresas Año Gas 2023	Tasas de variación sobre Año Gas 2022
	Año Gas 2021	Año Gas 2022		
A) Nº clientes				
P < 4 bar	162.253	165.135	165.816	0,4%
RL.1	109.886	109.731	110.425	0,6%
RL.2	42.141	45.370	45.502	0,3%
RL.3	8.869	8.845	8.632	-2,4%
RL.4	987	929	951	2,4%
RL.5	287	197	234	19,1%
RL.6	60	45	54	20,7%
RL.7	18	15	11	-25,2%
RL.8	5	5	7	36,6%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.317.011	1.348.567	1.322.430	-1,9%
RL.1	243.048	211.298	205.116	-2,9%
RL.2	317.607	366.532	349.307	-4,7%
RL.3	163.513	169.803	157.996	-7,0%
RL.4	98.782	142.745	140.814	-1,4%
RL.5	136.323	146.652	165.395	12,8%
RL.6	123.208	129.219	141.615	9,6%
RL.7	104.732	119.563	82.703	-30,8%
RL.8	129.798	62.755	79.484	26,7%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	8.117	8.166	7.975	-2,3%
RL.1	2.212	1.926	1.858	-3,5%
RL.2	7.537	8.079	7.677	-5,0%
RL.3	18.436	19.198	18.303	-4,7%
RL.4	100.075	153.654	148.056	-3,6%
RL.5	474.725	746.322	706.926	-5,3%
RL.6	2.049.749	2.898.369	2.630.955	-9,2%
RL.7	5.876.770	7.926.826	7.333.869	-7,5%
RL.8	25.959.520	12.551.053	11.635.103	-7,3%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

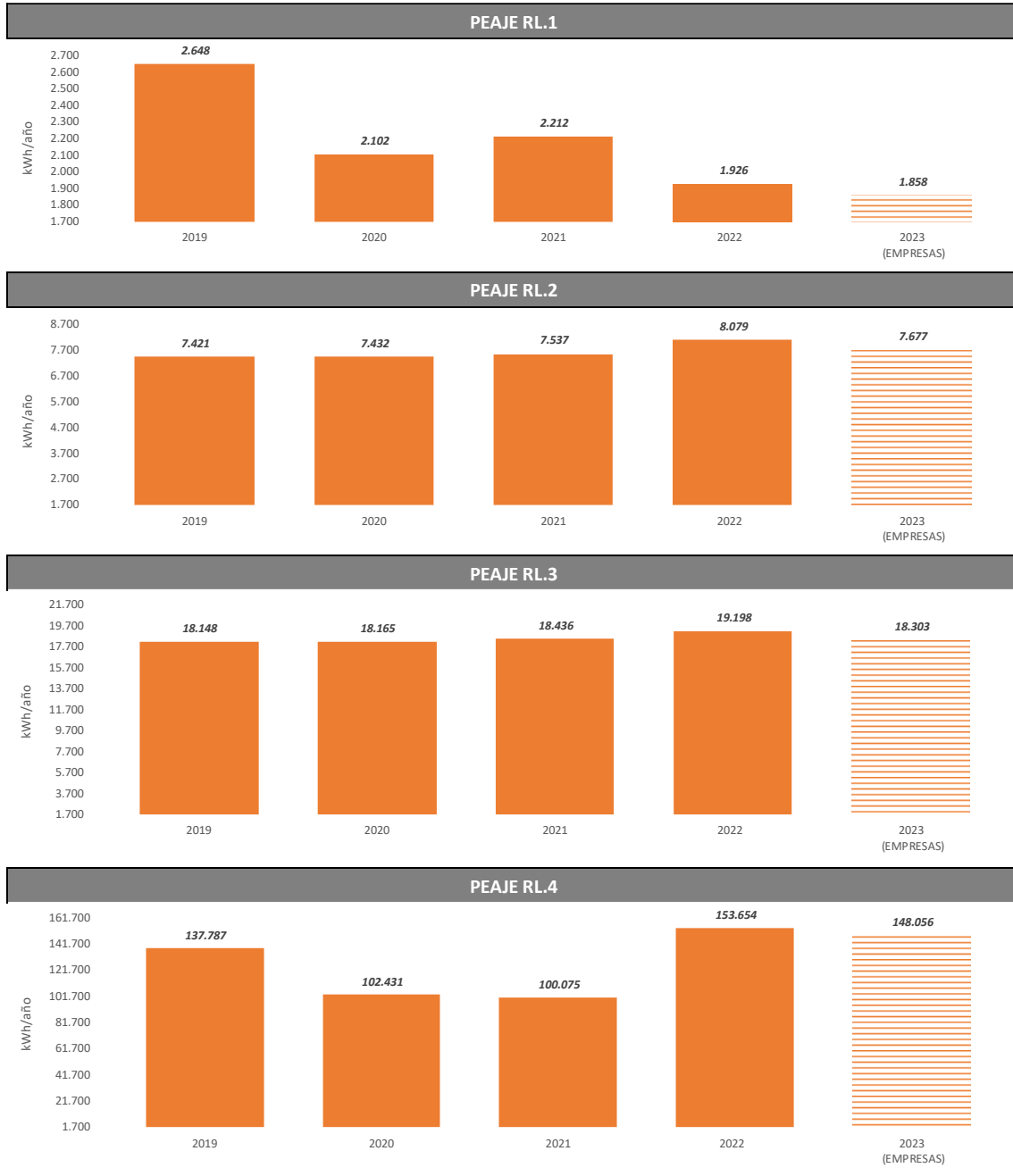
Fuente: Empresas y CNMC.

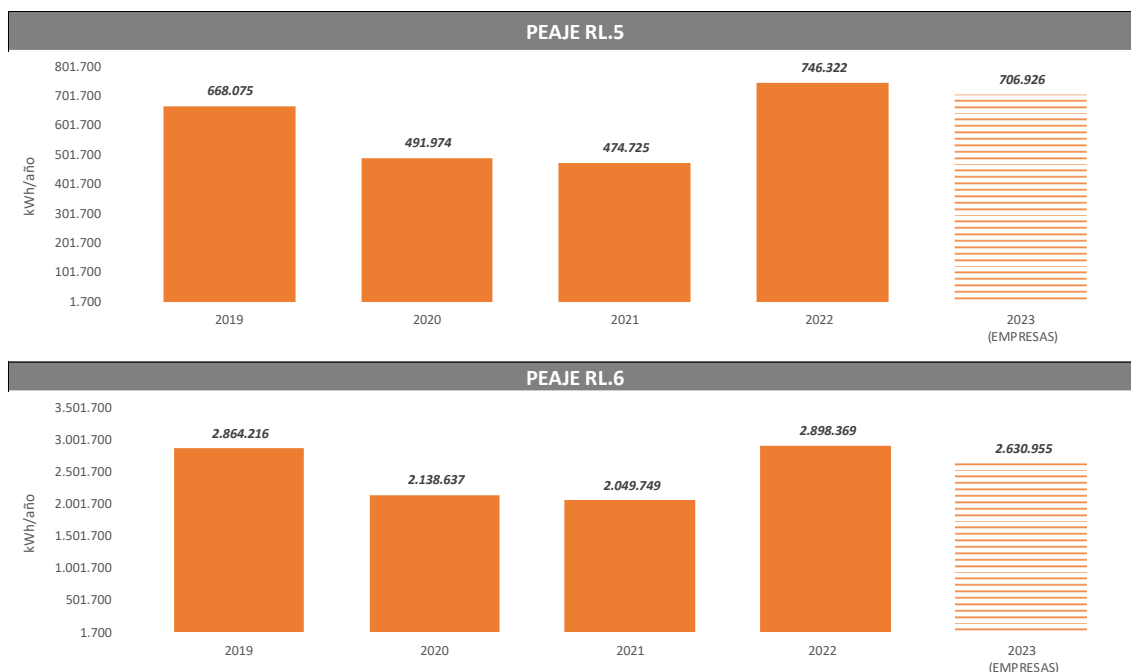
PÚBLICA

En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2023 por las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con valores registrados entre 2019 a 2022, 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 2019 a 2022 con la excepción de los peajes RL.1 y RL.3.

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 2019 a 2022 y previstos para las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2023.





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 clientes:**
 - Para los consumidores suministrados desde la red de transporte-distribución se ha considerado el número de clientes previstos por las empresas gasistas.
 - Para los consumidores suministrados desde las plantas satélite se ha incrementado el número de clientes registrados en 2022, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, con la previsión de captaciones realizadas por las empresas, motivado porque el número de clientes declarado por las empresas para 2022 es inferior al número de clientes registrados la base de datos de liquidaciones.

- **Volumen:** Se ha considerado como mejor previsión para el ejercicio 2023 la previsión remitida por las empresas distribuidoras tanto para los consumidores conectados a plantas satélite como para los conectados a la red de transporte- distribución.

PÚBLICA

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementará en el año de gas 2023 un 0,2%, mientras que la demanda de dichos consumidores se incrementará un 0,4% (véase Cuadro I.9). En particular, se prevé que el número de clientes abastecidos desde plantas satélite se incremente un 1,2%, y que su demanda asociada se reduzca un 1,9%, mientras que el número de clientes abastecidos desde transporte-distribución se incrementará un 0,2% y su demanda asociada un 0,5%

En relación con las previsiones de la capacidad contratada equivalente, se ha considerado lo siguiente:

- 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 considerado los factores de carga resultantes de las curvas de carga estimadas para el último año con información disponible (año de gas 2022).
- Para el resto de los grupos tarifarios, la previsión de la capacidad contratada se ha estimado en función del factor de carga que resulta de la agregación de la información remitida por las empresas gasistas., tras analizar su adecuación de las previsiones a la evolución de las variables de facturación registradas en las bases de datos de liquidaciones.

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 2022. 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 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

PÚBLICA

Cuadro I.9. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a la red de transporte-distribución de presión inferior o igual a 4 bar

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2022 (A)		Previsión cierre 2023 (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
RL.1	C ≤ 5.000	211.298	109.731	205.116	110.959	-2,9%	1,1%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	366.532	45.370	349.307	46.204	-4,7%	1,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169.803	8.845	157.996	8.803	-7,0%	-0,5%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	142.745	929	140.814	934	-1,4%	0,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	146.652	197	165.395	220	12,8%	11,9%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	129.219	45	141.615	56	9,6%	25,0%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	119.563	15	82.703	12	-30,8%	-18,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	62.755	5	79.484	7	26,7%	36,6%
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		1.348.567	165.135	1.322.430	167.196	-1,9%	1,2%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
RL.1	C ≤ 5.000	10.054.026	4.453.164	10.376.320	4.471.950	3,2%	0,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.735.863	2.901.277	22.160.444	2.914.907	2,0%	0,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.971.714	383.890	6.784.983	368.810	-2,7%	-3,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.493.809	49.519	6.456.436	49.011	-0,6%	-1,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.978.642	20.326	11.924.125	20.165	-0,5%	-0,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.072.386	2.252	5.243.190	2.325	3,4%	3,2%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.287.783	407	3.088.693	383	-6,1%	-5,8%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.792.407	119	2.679.428	113	-4,0%	-4,7%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306.840	5	291.555	5	-5,0%	-6,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		68.693.470	7.810.958	69.005.174	7.827.670	0,5%	0,2%
III. Total							
RL.1	C ≤ 5.000	10.265.324	4.562.894	10.581.436	4.582.909	3,1%	0,4%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.102.395	2.946.647	22.509.751	2.961.111	1,8%	0,5%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.141.517	392.735	6.942.979	377.613	-2,8%	-3,9%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.636.554	50.448	6.597.250	49.945	-0,6%	-1,0%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.125.294	20.523	12.089.519	20.385	-0,3%	-0,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.201.605	2.297	5.384.805	2.381	3,5%	3,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.407.346	422	3.171.396	396	-6,9%	-6,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.855.162	124	2.758.912	120	-3,4%	-3,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306.840	5	291.555	5	-5,0%	-6,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		70.042.037	7.976.094	70.327.604	7.994.865	0,4%	0,2%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.10 se muestra las previsiones 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.10. 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 2023.

Datos LIQUID	Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	52.610.757	84	182.713.141
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.820.764	174	112.724.506
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	85.720.238	3.691	354.068.480
TOTAL	169.151.760	3.949	649.506.127

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2023			Tasa de variación sobre Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	51.862.877	87	184.420.133	-1,4%	3,1%	0,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	28.948.148	162	104.282.383	-6,1%	-6,7%	-7,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.620.838	3.642	333.153.665	-5,9%	-1,3%	-5,9%
TOTAL	161.431.863	3.891	621.856.181	-4,6%	-1,5%	-4,3%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

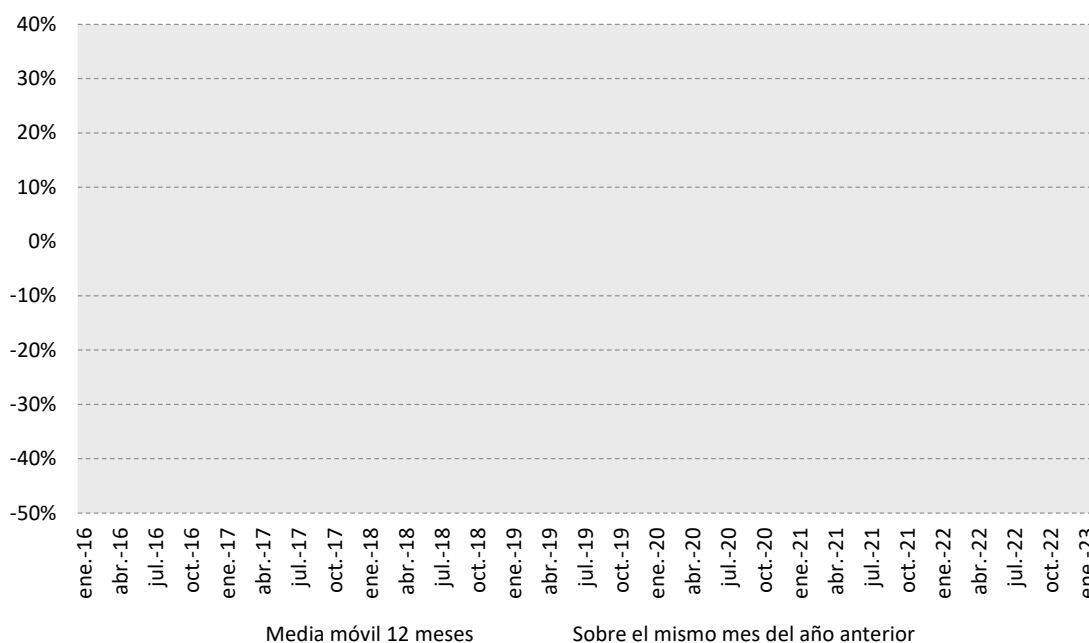
Las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de estos consumidores se reducirá, en términos medios, un 4,6%, consecuencia de una reducción de la demanda de todos los niveles de presión (presión > 60 bar -1,4%, presión 16-60 bar, -6,1% y presión 4-16 bar -5,9%).

Por lo que respecta a la capacidad contratada equivalente, las empresas prevén una reducción de la capacidad, en términos medios, del 4,3%. Por niveles de presión, estiman que la capacidad contratada equivalente de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se incrementará un 0,9%, mientras que la de los consumidores conectados a redes de presión

comprendida entre 16 y 60 bar y la de consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar se reducirá un 7,5% y 4,9% respectivamente.

Se observa que desde mayo de 2022 la media móvil de 12 meses presenta datos negativos consecuencia de la escalada de precios del gas natural en los mercados internacionales. Cabe señalar que de acuerdo con la información publicada por el GTS⁸, las caídas de la demanda afectan a todos los sectores industriales, si bien los mayores descensos se registran en la industria del refino y en la industria química - farmacéutica.

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 marzo de 2023⁹, última información disponible en el momento de elaborar este anexo, se estima que el

⁸ <https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/demanda-de-gas/informe-demanda-industrial/IGIG%20febrero%2023.pdf>

⁹ Disponible en <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2023/03/PP2303.pdf>

PIB se incremente en 2023 un 1,5%, situándose el intervalo de previsión entre el +1,0% y el +2,1%. Por su parte, el Banco de España conforme al documento publicado en marzo de 2023, estima que el PIB se incrementará en 2023 un 1,6%¹⁰, mientras el Fondo Monetario Internacional, de acuerdo con el informe publicado en enero de 2023¹¹, estima que el PIB se incrementará en 2023 un 1,1%, la Comisión Europea un 1,4%¹², y la OCDE un 1,7%¹³.

Teniendo en cuenta lo anterior, la previsión para el cierre del año de gas 2023 de los consumidores industriales conectados a redes de diseño superior a 4 bar resulta de considerar las siguientes hipótesis:

En lo que respecta al volumen total de la demanda de los consumidores industriales para el cierre del ejercicio 2023 se han considerado las previsiones remitidas por las empresas transportistas y distribuidoras.

La previsión de la capacidad contratada se ha confeccionado en función del factor de carga, determinado tomando como referencia tanto la información remitida por las 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 estimados para el año 2022 a partir de las curvas de carga del último año con información disponible (año de gas 2022), mientras que para los consumidores que contratan capacidad se ha considerado los factores de carga que resultan para el año de gas 2022 según la información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas.

La capacidad contratada se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación registrada en 2022. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales.

¹⁰ Proyecciones macroeconómicas de la economía española (2022-2025) disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/23/T1/Fich/be2301-it-Proy.pdf>

¹¹ Disponible en <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2023/Update/January/Spanish/texts.ashx>

¹² European Economic Forecart. Winter 2023, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/22d2bcf9-3748-436d-987d-a11495a3a191_en?filename=ip194_en_1.pdf

¹³ OECD Economic Outlook, Interim Report March 2023, disponible en <https://www.oecd.org/economic-outlook/march-2023>

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicado a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Como previsión del número de consumidores, se ha mantenido el valor registrado en octubre de 2022, dado que dichos valores son, para determinados peajes, superiores a los remitidos por las empresas.

En consecuencia, se estima que la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar se reducirá un 4,6%, mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 4,2%. Cabe señalar que la previsión de clientes incluida en el escenario de previsión de la CNMC es un 1,57% superior a la considerada por las empresas, mientras que la previsión de capacidad contratada equivalente es un 0,1% superior.

Cuadro I.11. 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 2023

Datos LIQUID	Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	52.610.757	84	182.713.141
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.820.764	174	112.724.506
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	85.720.238	3.691	354.068.480
TOTAL	169.151.760	3.949	649.506.127

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2023			Tasa de variación sobre Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	51.862.877	83	180.565.922	-1,4%	-1,3%	-1,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	28.948.148	175	106.290.383	-6,1%	0,9%	-5,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	80.620.838	3.694	335.397.457	-5,9%	0,1%	-5,3%
TOTAL	161.431.863	3.952	622.253.762	-4,6%	0,1%	-4,2%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

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).
- Como mejor previsión de la demanda de gas vehicular se ha considerado las previsiones remitidas por los propietarios de las instalaciones de regasificación.

2.1.2.4. Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2023

En el Cuadro I.12 se compara la previsión de demanda convencional para el cierre del año de gas 2023 de la CNMC con la de las empresas transportistas y distribuidoras¹⁴. Según el escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en el año de gas 2023 alcanzará los 241 TWh, un 3,1% inferior a la registrada en el año de gas 2022, valor similar al previsto por las empresas, y un 0,6% superior al previsto por el GTS. Asimismo, la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2023 es similar (0,2% superior) a la prevista por las empresas.

¹⁴ 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).

Cuadro I.12. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2023

Empresas	Previsión cierre Año Gas 2023			Tasa de variación respecto Año Gas 2022			Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	51.862.877	87	184.420.133	-1,4%	3,1%	0,9%	52.610.757	84	182.713.141
16 bar < P ≤ 60 bar	28.948.148	162	104.282.383	-6,1%	-6,7%	-7,5%	30.820.764	174	112.724.506
4 bar < P ≤ 16 bar	80.620.838	3.642	333.153.665	-5,9%	-1,3%	-5,9%	85.720.238	3.691	354.068.480
P ≤ 4 bar	70.327.604	7.993.486	29.982.973	0,4%	0,2%	-5,5%	70.042.037	7.976.094	31.733.114
TOTAL	231.759.467	7.997.377	651.839.153	-3,1%	0,2%	-4,3%	239.193.797	7.980.042	681.239.241
GNL directo a cliente final	9.224.688			-5,9%			9.804.183		
TOTAL	240.984.155	7.997.377	651.839.153	-3,2%	0,2%	-4,3%	248.997.980	7.980.042	681.239.241

CNMC	Previsión cierre Año Gas 2023			Tasa de variación respecto Año Gas 2022		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	51.862.877	83	180.565.922	-1,4%	-1,3%	-1,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	28.948.148	175	106.290.383	-6,1%	0,9%	-5,7%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.620.838	3.694	335.397.457	-5,9%	0,1%	-5,3%
P ≤ 4 bar	70.327.604	7.994.865	29.928.603	0,4%	0,2%	-5,7%
TOTAL	231.759.467	7.998.817	652.182.365	-3,1%	0,2%	-4,3%
GNL directo a cliente final	9.467.100			-3,4%		
TOTAL	241.226.567	7.998.817	652.182.365	-3,1%	0,2%	-4,3%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

2.1.3. Demanda nacional

Finalmente, en el Cuadro I.13 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2023, 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 5% con respecto a los valores registrados en el año de gas 2022.

Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2023

	MWh		Tasa de variación
	Año Gas 2022 (A)	Previsión cierre Año Gas 2023 (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>P > 60 bar</i>	190.047.653	177.863.004	-6,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	30.820.764	28.948.148	-6,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	85.892.655	80.778.830	-6,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.042.037	70.327.604	0,4%
TOTAL	376.803.109	357.917.586	-5,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	9.804.183	9.467.100	-3,4%
TOTAL	386.607.292	367.384.686	-5,0%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.14 se muestra el escenario de demanda desagregado por grupo tarifario y tipo de consumidor.

2.2. Previsión de demanda 2024

2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.15 se resumen las previsiones de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2024 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 las no peninsulares se reducirá un 31,6% sobre su previsión para el año de gas 2023. Por otra parte, las empresas transportistas estiman que dicha demanda se reducirá un 22,6%, consecuencia de una reducción del 24,7% de la demanda del sistema peninsular y un mantenimiento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares.

Cuadro I.15. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2024

	Previsión Año Gas 2023 (A) (MWh)		Previsión Año Gas 2024 (B) (MWh)		Tasa de variación (B) respecto (A) (%)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
<i>P > 60 bar</i>		117.749.640		88.586.630		-24,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>		-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>		172.416		175.865		2,0%
TOTAL	116.010.981	117.922.056	79.309.796	88.762.495	-31,6%	-24,7%
Sistemas Extrapeninsulares						
<i>P > 60 bar</i>	10.147.139	11.006.769	6.936.994	11.006.769	-31,6%	0,0%
TOTAL	10.147.139	11.006.769	6.936.994	11.006.769	-31,6%	0,0%
Total						
<i>P > 60 bar</i>		128.756.409		99.593.399		-22,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>		-		-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>		172.416		175.865		2,0%
TOTAL	126.158.120	128.928.825	86.246.790	99.769.264	-31,6%	-22,6%

Fuente: GTS y empresas

Adicionalmente, la CNMC dispone de la previsión de la demanda eléctrica para el periodo 2023-2026 y su correspondiente cobertura proporcionada por el Operador del Sistema con objeto de la elaboración de los escenarios de previsión para la Resolución de 15 de diciembre de 2022, de la Comisión Nacional de los

Mercados y la Competencia, por la que se establecen los valores de los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución de electricidad de aplicación a partir del 1 de enero de 2023. El Operador del Sistema estima que la producción con ciclos combinados se reducirá En el entorno del 40% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2023, motivado, fundamentalmente, por la penetración de las centrales de producción de energía renovable, supuesto que se alcanzan los escenarios Objetivo del PNIEC.

Teniendo en cuenta las diferentes previsiones de los agentes, la evolución reciente de la demanda de gas natural y de las exportaciones de electricidad, se ha considerado como mejor previsión para el ejercicio 2024, las previsiones remitidas por el GTS. Dichas previsiones se han distribuido por nivel de presión y grupo tarifario en función de la información disponible para el ejercicio 2022.

En el Cuadro I.16 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 2024 ascendería a 86,2 TWh, un 13,6% inferior a la prevista por las empresas (99,7 TWh).

Cuadro I.16. Previsión de la CNMC para el año de gas 2024 de la demanda destinada a la generación eléctrica, desagregada por grupo tarifario

Volumen (MWh)	Previsión Año Gas 2023 (A)	Previsión Año Gas 2024 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	115.852.989	79.201.786	-31,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	157.992	108.010	-31,6%
TOTAL	116.010.981	79.309.796	-31,6%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	10.147.139	6.936.994	-31,6%
TOTAL	10.147.139	6.936.994	-31,6%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	126.000.127	86.138.780	-31,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	157.992	108.010	-31,6%
TOTAL	126.158.120	86.246.790	-31,6%

Fuente: CNMC.

Respecto de la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.17 se muestra la previsión de las empresas gasistas para el año de gas 2024. Según dicha información, dichos agentes prevén que la capacidad contratada equivalente se reduzca un 24,4% respecto a la prevista para el cierre del ejercicio 2023.

Cuadro I.17. 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 2024

Empresas	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2022 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2023 (B)	Previsión Año Gas 2024 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	600.862.765	601.440.982	438.548.453	0,1%	-27,1%
<i>P > 60 bar</i>	600.022.404	600.634.659	437.741.325	0,1%	-27,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	840.361	806.322	807.129	-4,1%	0,1%
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	666.804.365	667.382.582	504.490.053	0,1%	-24,4%

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

Teniendo en cuenta las incertidumbres existentes sobre el funcionamiento de los ciclos combinados, 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 2024 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2023 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 registrada en 2022. La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020¹⁵.

Para las instalaciones de generación eléctrica localizadas en los sistemas no peninsulares se ha mantenido la capacidad contratada prevista para el cierre del ejercicio 2022 y el mismo esquema de contratación (véase Cuadro I.18).

Por tanto, se estima que la capacidad contratada equivalente destinada a generación eléctrica se reducirá en el año de gas 2024 un 30,0%, sobre la prevista para el cierre del 2023, valor superior al previsto por las empresas (-24,4%), justificado por el escenario de demanda de las instalaciones de generación eléctrica peninsular previsto por la CNMC para dicho ejercicio.

¹⁵ Se advierte que el año de gas 2024 es bisiesto por lo que conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Circular 6/2020 se han considerado 366 días en lugar de 365 días.

Cuadro I.18. Capacidad contratada de la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica prevista por la CNMC para el año de gas 2024

	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2022 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2023 (B)	Previsión Año Gas 2024 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	600.862.765	549.235.699	364.941.909	-8,6%	-33,6%
P > 60 bar	600.022.404	548.464.300	364.415.848	-8,6%	-33,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	840.361	771.398	526.061	-8,2%	-31,8%
Extrapeeninsular	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	666.804.365	615.177.299	430.883.509	-7,7%	-30,0%

Fuente: CNMC

2.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.19 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 aumente un 11,3% en el año de gas 2024, consecuencia del incremento del 12,2% de la demanda doméstico-comercial, del 11,0% de la demanda industrial y del 12,7% de la demanda suministrada desde plantas satélite.

Cuadro I.19. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS

	Demanda (MWh)		Tasa de variación s/ Año Gas 2023
	Año Gas 2023	Año Gas 2024	
Demanda doméstica - comercial	50.166.428	56.280.271	12,2%
Demanda industrial	178.131.355	197.719.729	11,0%
TOTAL	228.297.783	254.000.000	11,3%
Demanda suministrada desde plantas satélite	11.504.221	12.964.264	12,7%
TOTAL	239.802.004	266.964.264	11,3%

Fuente: GTS

PÚBLICA

Por su parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda del ejercicio 2024 aumentará un 3,0% justificado, básicamente, por el incremento de la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión superiores a 4 bar y de la demanda abastecida por plantas satélite unicliente (véase Cuadro I.20).

Cuadro I.20. Previsión de las empresas de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) para el año de gas 2024

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2022 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2023 (B)	Previsión Año Gas 2024 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
P > 60 bar	52.610.757	51.862.877	53.403.665	-1,4%	3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.820.764	28.948.148	30.105.232	-6,1%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	85.720.238	80.620.838	83.509.824	-5,9%	3,6%
P ≤ 4 bar	70.042.037	70.327.604	70.649.730	0,4%	0,5%
TOTAL	239.193.797	231.759.467	237.668.451	-3,1%	2,5%
GNL directo a cliente final	9.804.183	9.224.688	10.459.039	-5,9%	13,4%
TOTAL	248.997.980	240.984.155	248.127.490	-3,2%	3,0%

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.21 se muestran las previsiones de las empresas distribuidoras para el año de gas 2024 de la demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red 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 2024 se incrementará en un 0,5% (35.926 clientes respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2023).

Respecto de la previsión de consumo, las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará un 0,4%, si bien prevé decrementos para los grupos tarifarios RL.4, RL.5 y RL.6.

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 2024 se mantendrán constante con respecto al tamaño medio del año de gas 2023, si bien los grupos tarifarios RL.3 a RL.6 experimentarán reducciones en el tamaño medio que serán compensadas 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 2019 y 2022 y los previstos para los años de gas 2023 y 2024 por las empresas. Se observa que las empresas transportistas-distribuidoras estiman, con carácter general, tamaños medios inferiores a los registrados en el periodo 2019-2022, con la excepción del peaje RL.2

Cuadro I.21 Previsión de las empresas distribuidoras para el año de gas 2024 de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte - distribución.

LIQUID Año Gas 2022	Previsión cierre Año Gas 2023 (A)	Previsión Año Gas 2024 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
---------------------	-----------------------------------	----------------------------	----------------------------------

A) Nº clientes

P < 4 bar	7.810.958	7.827.670	7.863.596	0,5%
RL.1	4.453.164	4.471.950	4.482.769	0,2%
RL.2	2.901.277	2.914.907	2.936.879	0,8%
RL.3	383.890	368.810	371.558	0,7%
RL.4	49.519	49.011	49.267	0,5%
RL.5	20.326	20.165	20.282	0,6%
RL.6	2.252	2.325	2.336	0,5%
RL.7	407	383	385	0,5%
RL.8	119	113	114	0,4%
RL.9	5	5	5	0,6%
RL.10				
RL.11				

B) Energía (MWh)

P < 4 bar	68.693.470	69.005.174	69.307.242	0,4%
RL.1	10.054.026	10.376.320	10.410.941	0,3%
RL.2	21.735.863	22.160.444	22.340.063	0,8%
RL.3	6.971.714	6.784.983	6.818.437	0,5%
RL.4	6.493.809	6.456.436	6.439.101	-0,3%
RL.5	11.978.642	11.924.125	11.896.980	-0,2%
RL.6	5.072.386	5.243.190	5.231.014	-0,2%
RL.7	3.287.783	3.088.693	3.130.282	1,3%
RL.8	2.792.407	2.679.428	2.743.984	2,4%
RL.9	306.840	291.555	296.441	1,7%
RL.10				
RL.11				

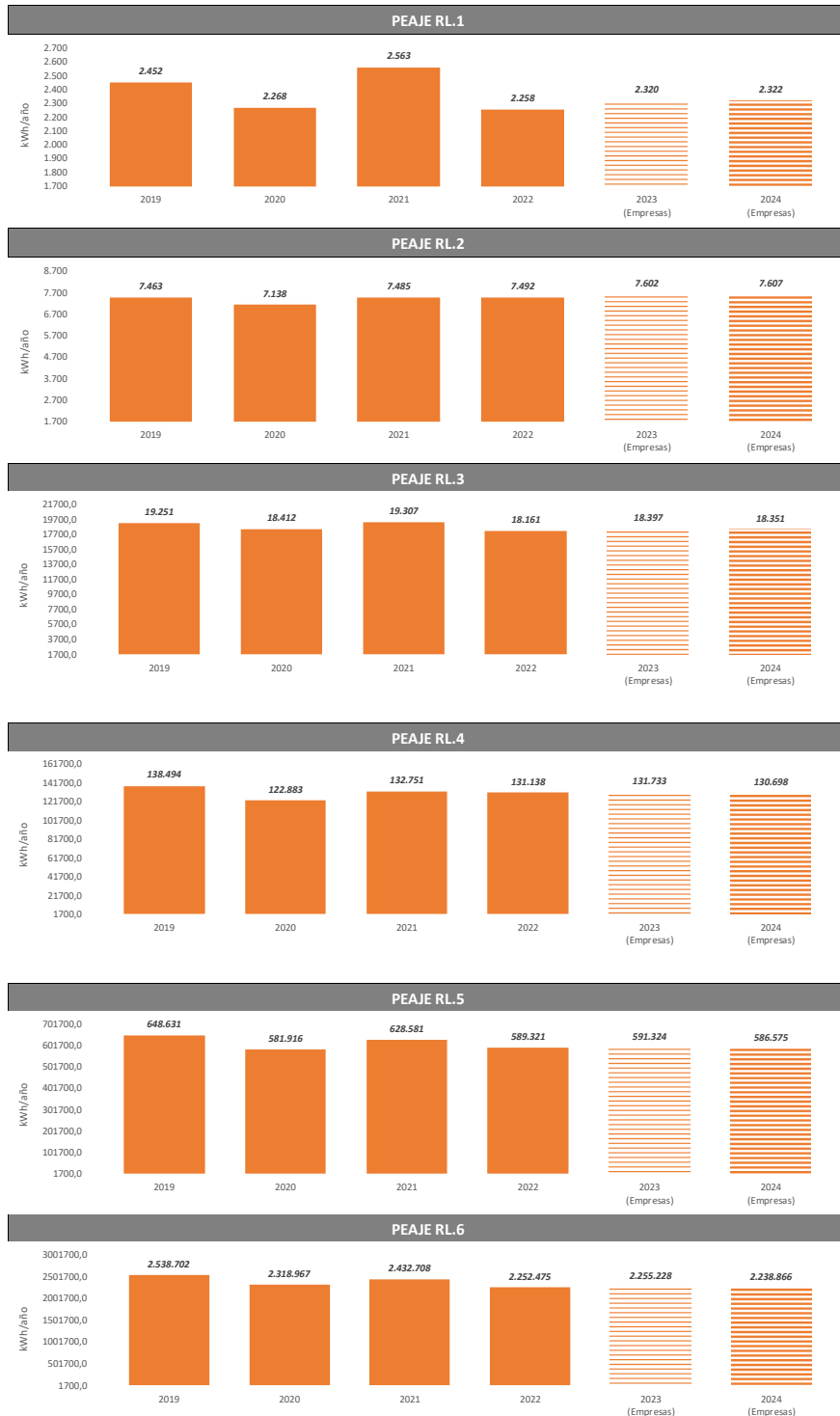
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

P < 4 bar	8.794	8.816	8.814	0,0%
RL.1	2.258	2.320	2.322	0,1%
RL.2	7.492	7.602	7.607	0,1%
RL.3	18.161	18.397	18.351	-0,3%
RL.4	131.138	131.733	130.698	-0,8%
RL.5	589.321	591.324	586.575	-0,8%
RL.6	2.252.475	2.255.228	2.238.866	-0,7%
RL.7	8.081.401	8.058.486	8.124.961	0,8%
RL.8	23.498.512	23.660.742	24.124.606	2,0%
RL.9	56.647.423	57.620.874	58.238.711	1,1%
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 2019 a 2022 y previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2023 y año de gas 2024.



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

PÚBLICA

Análogamente, en el Cuadro I.22 se muestra la previsión para el año de gas 2024 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 2024 se incremente en un 1,3%, (2.195 clientes) con incrementos en todos los grupos tarifarios, excepto RL.7 y RL.8. Asimismo, las empresas distribuidoras también prevén un aumento de la demanda para estos consumidores de un 1,5%, en términos medios, con incrementos superiores a la media en el caso de los grupos tarifarios RL.4, RL.5 y RL.6 (del 2,3%, 2,6% y 2,7% respectivamente), e inferiores para el resto, a excepción de la demanda del grupo tarifario RL.7 que se reduce en un 0,3%.

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 2023 (+0,2%). Todos los grupos tarifarios presentan incrementos del tamaño medio a excepción de los grupos tarifarios RL.2, RL.3 y RL.7 que presentan reducciones del tamaño medio de 1,4%, 1,0% y 0,2%, respectivamente.

Cuadro I.22. 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 2024.

	LIQUID Año Gas 2022	Previsión cierre Año Gas 2023 (A)	Previsión Año Gas 2024 (B)	Tasas de Variación (B) sobre (A)
A) Nº clientes				
P < 4 bar	165.135	165.816	168.011	1,3%
RL.1	109.731	110.425	111.191	0,7%
RL.2	45.370	45.502	46.747	2,7%
RL.3	8.845	8.632	8.794	1,9%
RL.4	929	951	969	1,8%
RL.5	197	234	238	1,7%
RL.6	45	54	55	1,8%
RL.7	15	11	11	-0,1%
RL.8	5	7	7	-0,1%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
B) Energía (MWh)				
P < 4 bar	1.348.567	1.322.430	1.342.487	1,5%
RL.1	211.298	205.116	207.986	1,4%
RL.2	366.532	349.307	353.860	1,3%
RL.3	169.803	157.996	159.409	0,9%
RL.4	142.745	140.814	144.003	2,3%
RL.5	146.652	165.395	169.618	2,6%
RL.6	129.219	141.615	145.398	2,7%
RL.7	119.563	82.703	82.491	-0,3%
RL.8	62.755	79.484	79.723	0,3%
RL.9				
RL.10				
RL.11				
C) Consumo por cliente (kWh/cliente)				
P < 4 bar	8.166	7.975	7.990	0,2%
RL.1	1.926	1.858	1.871	0,7%
RL.2	8.079	7.677	7.570	-1,4%
RL.3	19.198	18.303	18.127	-1,0%
RL.4	153.654	148.056	148.678	0,4%
RL.5	746.322	706.926	713.025	0,9%
RL.6	2.898.369	2.630.955	2.653.194	0,8%
RL.7	7.926.826	7.333.869	7.319.008	-0,2%
RL.8	12.551.053	11.635.103	11.679.928	0,4%
RL.9				
RL.10				
RL.11				

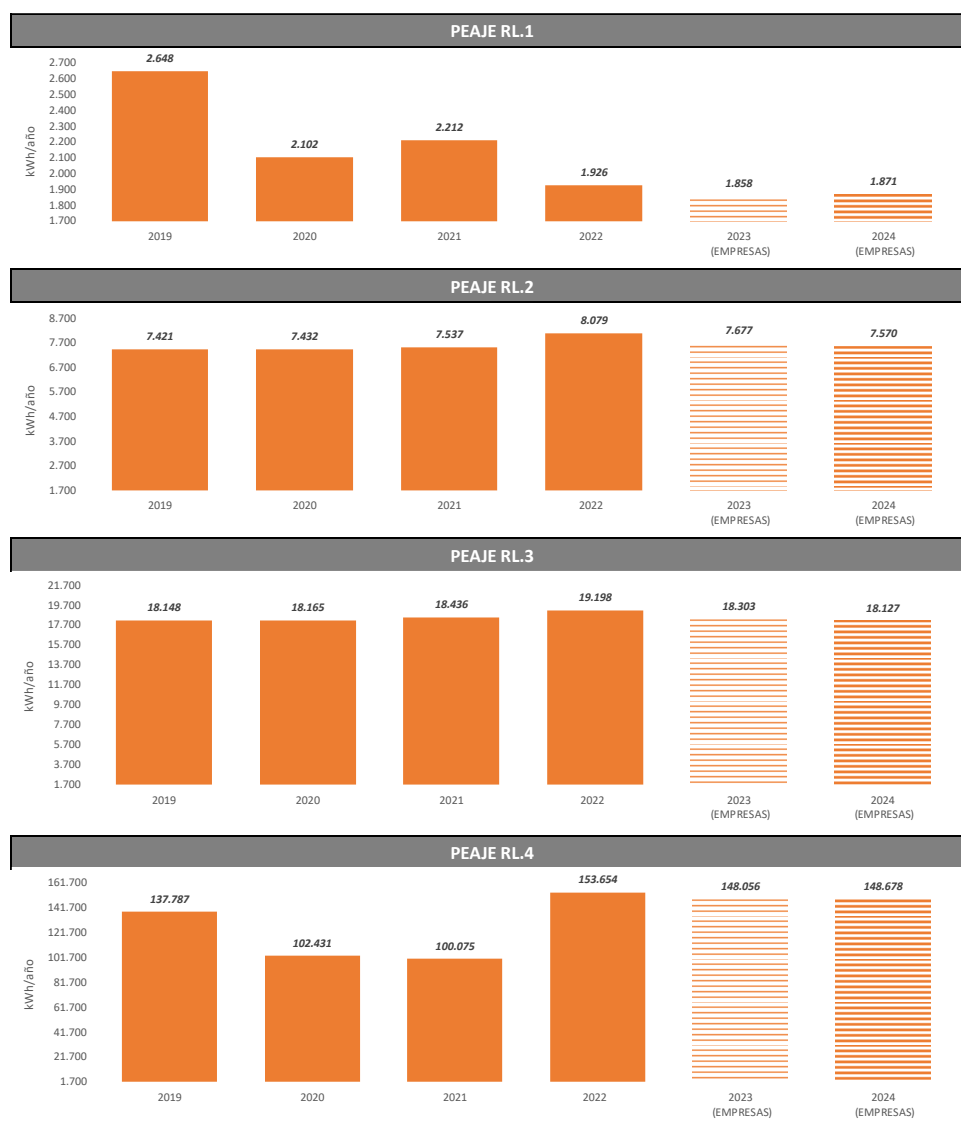
Fuente: Empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

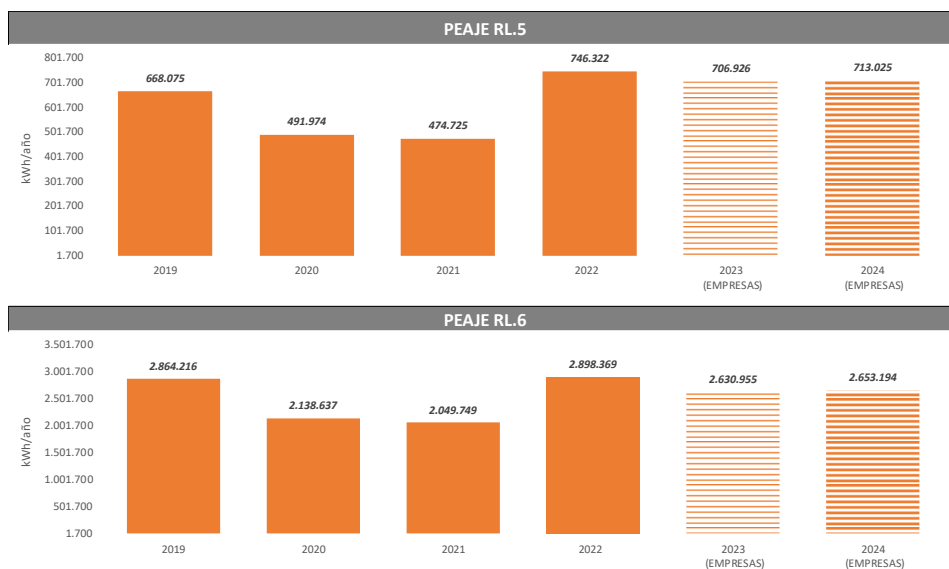
En el Gráfico I.7 se comparan los tamaños medios para los consumidores abastecidos desde plantas satélite de distribución por peaje de acceso y tipo de consumidor registrados entre los años de gas 2019 y 2022 y previstos para 2023 y 2024 por las empresas distribuidoras.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2024, son inferiores a la media registrada en los años de gas 2019 a 2022 en los grupos tarifarios RL.1, RL.2 y RL.3 (consumidores típicamente domésticos) y superiores en el resto de 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 2019 a 2022 previstos por las empresas distribuidoras para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024.



PÚBLICA



Fuente: Empresas gasistas y CNMC

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

En el caso de los **consumidores conectados a las redes de transporte y distribución** se ha mantenido la previsión de clientes del 2023 para el año 2024 para los consumidores conectados a presión superior a 4 bar, mientras que para los consumidores conectados a presión igual o inferior a 4 bar se ha considerado la previsión de las empresas distribuidoras. Adicionalmente, se han considerado las previsiones de volumen remitidas por las empresas distribuidoras.

En relación con la estimación de la capacidad contratada equivalente se ha considerado lo siguiente:

- Para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6) se ha considerado los factores de carga resultantes de las curvas de carga estimadas para el último año con información disponible (año de gas 2022).
- Para el resto de los grupos tarifarios, se ha considerado que sólo una parte del incremento de consumo previsto para el ejercicio requiere que las empresas modifiquen su capacidad contratada.

La capacidad contratada resultante de considerar dicho factor de carga se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2023. 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 establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta que el año de gas 2024 es bisiesto.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2024 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución aumentará un 0,5% (35.926 clientes), mientras que la demanda de estos consumidores se incrementará un 0,4%. Estos valores se corresponde con los incrementos previstos por las empresas.

En el caso de los **consumidores conectados a plantas satélite** para el año de gas 2024,

- Se han considerado las captaciones previstas por las empresas aplicando las mismas del escenario de cierre del año 2023.
- Se han considerado para los peajes RL.1 a RL.6 el mismo tamaño medio que el considerado en el ejercicio 2023, mientras que para el resto de grupos tarifarios se han considerado las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

En relación con la estimación de la capacidad contratada equivalente se ha considerado lo siguiente:

- Para los consumidores acogidos a peajes sin obligación de disponer de telemedida (RL.1 a RL.6) se ha considerado los factores de carga resultantes de las curvas de carga estimadas para el último año con información disponible (año de gas 2022).
- Para el resto de los grupos tarifarios, se ha considerado que el incremento de la capacidad contratada es inferior al incremento previsto para la demanda de gas.

La capacidad contratada resultante de considerar dicho factor de carga se ha distribuido por producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura de contratación prevista para 2023. En el caso de los consumidores que no contratan capacidad se han considerado únicamente contratos anuales.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicado a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta que el año de gas 2024 es bisiesto.

Como resultado, se estima que el número de clientes se incrementará un 1,3% (2.195 clientes) valor que se corresponde al incremento previsto por las empresas distribuidoras.

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará en un 1,7% respecto de la previsión de cierre del año de gas 2023, valor superior al previsto por las empresas distribuidoras (+1,5%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 8.032.986 el número de consumidores suministrados a presión inferior a 4 bar para el año de gas 2024, un 0,5% superior (38.121 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2023, cuya demanda se estima en 70.653 GWh, un 0,5% superior a la prevista para el cierre del año de gas 2023 (véase el Cuadro I.23).

Cuadro I.23. 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 2024

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2022		Previsión cierre Año Gas 2023 (A)		Previsión Año Gas 2024 (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
I. Conectada a Plantas Satélite									
RL.1	C ≤ 5.000	211.298	109.731	205.116	110.959	206.533	111.726	0,7%	0,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	366.532	45.370	349.307	46.204	358.712	47.448	2,7%	2,7%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	169.803	8.845	157.996	8.803	160.897	8.965	1,8%	1,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	142.745	929	140.814	934	143.447	952	1,9%	1,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	146.652	197	165.395	220	168.343	224	1,8%	1,8%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	129.219	45	141.615	56	145.398	57	2,7%	1,7%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	119.563	15	82.703	12	82.491	12	-0,3%	0,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	62.755	5	79.484	7	79.723	7	0,3%	-0,1%
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		1.348.567	165.135	1.322.430	167.196	1.345.544	169.390	1,7%	1,3%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución									
RL.1	C ≤ 5.000	10.054.026	4.453.164	10.376.320	4.471.950	10.410.941	4.482.769	0,3%	0,2%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.735.863	2.901.277	22.160.444	2.914.907	22.340.063	2.936.879	0,8%	0,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.971.714	383.890	6.784.983	368.810	6.818.437	371.558	0,5%	0,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.493.809	49.519	6.456.436	49.011	6.439.101	49.267	-0,3%	0,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.978.642	20.326	11.924.125	20.165	11.896.980	20.282	-0,2%	0,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.072.386	2.252	5.243.190	2.325	5.231.014	2.336	-0,2%	0,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.287.783	407	3.088.693	383	3.130.282	385	1,3%	0,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.792.407	119	2.679.428	113	2.743.984	114	2,4%	0,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306.840	5	291.555	5	296.441	5	1,7%	0,6%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		68.693.470	7.810.958	69.005.174	7.827.670	69.307.242	7.863.596	0,4%	0,5%
III. Total									
RL.1	C ≤ 5.000	10.265.324	4.562.894	10.581.436	4.582.909	10.617.474	4.594.495	0,3%	0,3%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.102.395	2.946.647	22.509.751	2.961.111	22.698.776	2.984.327	0,8%	0,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.141.517	392.735	6.942.979	377.613	6.979.333	380.523	0,5%	0,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.636.554	50.448	6.597.250	49.945	6.582.548	50.219	-0,2%	0,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.125.294	20.523	12.089.519	20.385	12.065.323	20.506	-0,2%	0,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.201.605	2.297	5.384.805	2.381	5.376.412	2.393	-0,2%	0,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.407.346	422	3.171.396	396	3.212.773	398	1,3%	0,5%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.855.162	124	2.758.912	120	2.823.707	121	2,3%	0,4%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	306.840	5	291.555	5	296.441	5	1,7%	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		70.042.037	7.976.094	70.327.604	7.994.865	70.652.787	8.032.986	0,5%	0,5%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.24 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 2024.

Cuadro I.24. 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 2024

Empresas	Prevision Año Gas 2024			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2023 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	53.403.665	87	189.978.527	3,0%	0,0%	3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	163	108.425.182	4,0%	0,9%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.509.824	3.676	343.802.082	3,6%	0,9%	3,2%
TOTAL	167.018.722	3.926	642.205.791	3,5%	0,9%	3,3%

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 3,5% respecto de su previsión para el cierre de gas del año 2023. Por niveles de presión, las empresas transportistas estiman un crecimiento superior a la media de aquellos consumidores conectados a redes entre 16 y 60 bar y entre 4 y 16 bar, 4,0% y 3,6% respectivamente.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada equivalente, las empresas transportistas estiman un incremento del 3,3% en 2024. Cabe señalar, que, con la excepción de los consumidores conectados a presión comprendida entre 4 y 16 bar, los incrementos de la capacidad contratada equivalente son iguales que los incrementos de demanda.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2024 el intervalo de variación se encuentra entre el 1,7% y el 2,4% (Comisión Europea 2%¹⁶, FMI 2,4%¹⁷, Banco de España 2,3%¹⁸, OCDE 1,7%¹⁹, Funcas 2,1%²⁰)

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 clientes del ejercicio 2023, dado que para varios grupos tarifarios la previsión del número de clientes remitida por las empresas es inferior al número de clientes a octubre de 2022, y en consecuencia inferior al valor previsto para el cierre de 2023.
- Se han mantenido la previsión del volumen previsto por las empresas para el ejercicio 2024.
- 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 2023.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores propuestos en la propuesta de Resolución conforme a la fórmula establecida en el

¹⁶ European Economic Forecast. Winter 2023, disponible en https://economy-finance.ec.europa.eu/document/download/22d2bcf9-3748-436d-987d-a11495a3a191_en?filename=ip194_en_1.pdf

¹⁷ Actualización de perspectivas de la economía mundial, enero de 2023 <https://www.imf.org/-/media/Files/Publications/WEO/2023/Update/January/Spanish/texts.ashx>

¹⁸ Proyecciones macroeconómicas de la economía española (2023-2025) disponible en <https://www.bde.es/f/webbde/SES/Secciones/Publicaciones/InformesBoletinesRevistas/BoletinEconomico/23/T1/Fich/be2301-it-Proy.pdf>

¹⁹ OECD Economic Outlook, Interim Report March 2023 disponible en <https://www.oecd.org/economic-outlook/march-2023>

²⁰ Panel de previsiones de la economía española de marzo de 2023 <https://www.funcas.es/wp-content/uploads/2023/03/PP2303.pdf>

artículo 4 de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta que el año de gas 2024 es bisiesto.

Como resultado de las anteriores consideraciones se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se incrementará un 3,0%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 4,0% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,6%.

En relación con la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2024, se estima que la misma se incrementará un 2,7%, valor inferior al previsto por las empresas gasistas (3,3%).

Cuadro I.25. 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 2024

	Previsión Año Gas 2024			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2023 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	53.403.665	83	184.524.467	3,0%	0,0%	2,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	175	108.962.307	4,0%	0,0%	2,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.509.824	3.694	345.729.733	3,6%	0,0%	3,1%
TOTAL	167.018.722	3.952	639.216.507	3,5%	0,0%	2,7%

Fuente: CNMC

2.2.2.3. Previsión demanda convencional para el año de gas 2024

En el Cuadro I.26 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC y las empresas transportistas y distribidoras para el año de gas 2024²¹.

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

²¹ 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).

- Para los consumidores abastecidos por plantas satélite unicliente se ha considerado la misma tasa de variación que la resultante para los 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).
- Como mejor previsión de la demanda de gas vehicular se ha considerado las previsiones remitidas por los propietarios de las instalaciones de regasificación.

Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en 2024 alcanzará 247,6 TWh, valor inferior al previsto por el GTS²² (267 TWh) y similar al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (248,1 TWh).

²² El GTS no proporciona datos de demanda por nivel de presión.

Cuadro I.26. Previsión de la demanda convencional de las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2024.

Empresas	Prevision Año Gas 2024			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2023 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	53.403.665	87	189.978.527	3,0%	0,0%	3,0%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	163	108.425.182	4,0%	0,9%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.509.824	3.676	343.802.082	3,6%	0,9%	3,2%
P ≤ 4 bar	70.649.730	8.031.607	30.434.821	0,5%	0,5%	1,5%
TOTAL	237.668.451	8.035.533	672.640.612	2,5%	0,5%	3,2%
GNL directo a cliente final	10.459.039			13,4%		
TOTAL	248.127.490	8.035.533	672.640.612	3,0%	0,5%	3,2%

CNMC	Prevision Año Gas 2024			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2023 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	53.403.665	83	184.524.467	3,0%	0,0%	2,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.105.232	175	108.962.307	4,0%	0,0%	2,5%
4 bar < P ≤ 16 bar	83.509.824	3.694	345.729.733	3,6%	0,0%	3,1%
P ≤ 4 bar	70.652.787	8.032.986	30.348.726	0,5%	0,5%	1,4%
TOTAL	237.671.508	8.036.938	669.565.233	2,6%	0,5%	2,7%
GNL directo a cliente final	9.894.879			4,5%		
TOTAL	247.566.388	8.036.938	669.565.233	2,6%	0,5%	2,7%

Fuente: Empresas gasistas y CNMC

2.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.27 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2024 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 un 9,1% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2023, motivado por una reducción de la demanda de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar (-21,5%), parcialmente compensado por un incremento de la demanda del resto de grupos tarifarios (4,0% nivel de presión 16-60 bar, 3,5% nivel de presión 4-16 bar y 0,5% presión menor o igual a 4 bar) y del GNL directo a cliente final (+4,5%).

Cuadro I.27. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2024

	MWh			Tasa de variación (%)	
	Año Gas 2022 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2023 (B)	Previsión Año Gas 2024 (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
P > 60 bar	190.047.653	177.863.004	139.542.445	-6,4%	-21,5%
16 bar < P ≤ 60 bar	30.820.764	28.948.148	30.105.232	-6,1%	4,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	85.892.655	80.778.830	83.617.834	-6,0%	3,5%
P ≤ 4 bar	70.042.037	70.327.604	70.652.787	0,4%	0,5%
TOTAL	376.803.109	357.917.586	323.918.299	-5,0%	-9,5%
GNL directo a cliente final	9.804.183	9.467.100	9.894.879	-3,4%	4,5%
TOTAL	386.607.292	367.384.686	333.813.178	-5,0%	-9,1%

Fuente: empresas y CNMC

En el Cuadro I.28 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2024 desagregado por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor.

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 2023 y el año de gas 2024

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024 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 2023 y para el año de gas 2024 se corresponde con la previsión del volumen de gas extraído facilitada 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 ha estimado teniendo en cuenta las previsiones facilitadas por el GTS y por las empresas transportistas, con la excepción de las entradas a través del VIP ibérico y del Yacimiento de Alnazcázar, para los cuales se ha tenido en cuenta la última información disponible.

La capacidad contratada para el cierre del año de gas 2023 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 2022 y febrero de 2023 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 SL-ATR y LIQUID y (ii) la evolución registrada durante los últimos meses a enero de 2023, para el resto del periodo.

La capacidad contratada equivalente se ha calculado aplicando a la capacidad contratada de cada producto los multiplicadores establecidos en la Resolución de 19 de mayo de 2022 conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas en forma de gas natural para el cierre de 2023 la cantidad de 109.321 GWh, esto es un -19,4% inferior a la registrada en 2022, y ligeramente superior al valor previsto por el GTS para dicho ejercicio (108.526 GWh).

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 2024 se ha estimado, de forma similar, considerando la información proporcionada por las empresas transportistas y el GTS. Adicionalmente, en el cálculo de la capacidad contratada equivalente se ha tenido en cuenta los multiplicadores establecidos en la propuesta de Resolución y que dicho ejercicio es bisiesto.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se reducirán un 4,4% sobre las previstas para el año de gas 2023, valor similar al previsto por el GTS.

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 2023 y 2024 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 2023 y 2024, 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 se ha considerado la previsión facilitada por las empresas distribuidoras-transportistas, que suponen unas inyecciones de 130 GWh en el año de gas 2023 y 213 GWh en 2024.

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 6,3% en el año de gas 2023 y se reducirá un 15,0% en el año de gas 2024.

Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo la misma distribución por planta registrada en 2022, teniendo en cuenta la entrada en funcionamiento de la planta de El Musel.

La capacidad contratada para 2023 y 2024, 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 aplicado a la capacidad contratada de cada producto por los multiplicadores correspondientes, conforme a la fórmula establecida en el artículo 4 de la Circular 6/2020, y que el año 2024 es bisiesto.

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.29).

En el Cuadro I.30 y en el Cuadro I.31 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 2023 y 2024 respectivamente.

Cuadro I.29. 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%

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Previsión de cierre del año de gas 2023						
Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (B)			21.293.623			177.506.522
Volumen (MWh) (C)			3.604.965			7.168.853
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	14.639.366	6.654.257	21.293.623	130.171.449	47.335.072	177.506.522
Volumen (MWh) (A) * (C)	2.478.413	1.126.551	3.604.965	5.257.159	1.911.694	7.168.853

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Previsión de año de gas 2024						
Capacidad (kWh) (D)			19.082.088			176.147.382
Volumen (MWh) (E)			3.537.765			12.098.171
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh/día) (A) * (D)	13.118.936	5.963.153	19.082.088	129.174.747	46.972.635	176.147.382
Volumen (MWh) (A) * (E)	2.432.214	1.105.552	3.537.765	8.871.992	3.226.179	12.098.171

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.30. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2023 con multiplicadores vigentes

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2023 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	276.187	264.356	11.700	-	131	-	278.593
CI Biriadou	44.912	40.184	2.606	310	1.517	294	47.335
CI Larrau	123.507	110.506	7.167	853	4.172	809	130.171
CI Badajoz	8.754	-	-	-	8.263	491	14.639
CI Tuy	3.979	-	-	-	3.756	223	6.654
PR Barcelona	142.320	75.622	3.733	33.930	27.522	1.513	172.409
PR Cartagena	159.954	84.992	4.195	38.134	30.932	1.701	193.771
PR Huelva	167.936	89.233	4.404	40.037	32.476	1.786	203.441
PR Bilbao	183.953	97.743	4.824	43.856	35.573	1.956	222.843
PR Sagunto	143.387	76.189	3.760	34.184	27.728	1.525	173.701
PR Mugaros	70.240	37.322	1.842	16.746	13.583	747	85.090
PR Musel	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	99	-	-	91	8	-	130
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	967	295	-	458	214	-	1.212
BIO Madrid	531	501	-	-	30	-	546
BIO La Galera	120	120	-	-	-	-	120
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascarque	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	-	-	-	-	-	-	-
BIO Almansa	-	-	-	-	-	-	-
AS Serrablo	8.124	-	-	-	8.124	-	12.999
AS Gaviota	14.185	-	-	-	14.185	-	22.695
AS Yela	6.963	-	-	-	6.963	-	11.140
AS Marismas	605	-	-	-	605	-	969
TOTAL	1.356.723	877.063	44.232	208.600	215.782	11.045	1.578.457

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro I.31. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2024 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2024 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	248.246	233.170	7.322	7.396	358	-	250.636
CI Biriadou	44.912	40.184	2.606	310	1.517	294	46.973
CI Larrau	123.507	110.506	7.167	853	4.172	809	129.175
CI Badajoz	8.568	2.929	-	1.857	2.972	809	13.119
CI Tuy	3.894	1.331	-	844	1.351	368	5.963
PR Barcelona	120.549	61.524	3.039	27.598	26.337	2.051	146.371
PR Cartagena	135.486	69.147	3.415	31.018	29.600	2.306	164.507
PR Huelva	142.247	72.597	3.586	32.566	31.077	2.421	172.717
PR Bilbao	155.813	79.521	3.928	35.672	34.041	2.652	189.189
PR Sagunto	121.453	61.985	3.062	27.805	26.534	2.067	147.468
PR Mugardos	59.496	30.364	1.500	13.621	12.998	1.012	72.240
PR Musel	780	398	20	179	170	13	947
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	99	-	-	91	8	-	121
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	931	284	-	441	206	-	1.122
BIO Madrid	551	520	-	-	31	-	567
BIO La Galera	159	159	-	-	-	-	159
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	11	11	-	-	-	-	11
BIO Almansa	47	47	-	-	-	-	47
AS Serrablo	3.146	-	-	-	3.146	-	4.719
AS Gaviota	10.658	-	-	-	10.658	-	15.986
AS Yela	1.670	-	-	-	1.670	-	2.505
AS Marismas	566	-	-	-	566	-	848
TOTAL	1.182.788	764.677	35.645	180.251	187.412	14.803	1.365.389

Fuente: CNMC

2.3.1.4. Entradas a la red de transporte

En el Cuadro I.32 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de entrada previstas para el cierre del año de gas 2023 y 2024.

Cuadro I.32. Volumen y capacidad contratada equivalente prevista para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024 desglosado por punto de entrada al sistema

Puntos de entrada	Año Gas 2023			Año Gas 2024			Tasa de Variación 2024 s/ 2023		
	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	108.794.120	477.392.696	62,4%	103.981.120	445.865.738	63,7%	-4,4%	-6,6%	2,1%
Tarifa GME	0	0		0	0				
MEDGAZ	98.020.302	278.592.552	96,4%	88.345.184	250.636.267	96,3%	-9,9%	-10,0%	-0,1%
CI Biriattou	1.911.694	47.335.072	11,1%	3.226.179	46.972.635	18,8%	68,8%	-0,8%	69,6%
CI Larrau	5.257.159	130.171.449	11,1%	8.871.992	129.174.747	18,8%	68,8%	-0,8%	69,6%
CI Badajoz	2.478.413	14.639.366	46,4%	2.432.214	13.118.936	50,7%	-1,9%	-10,4%	9,2%
CI Tuy	1.126.551	6.654.257	46,4%	1.105.552	5.963.153	50,7%	-1,9%	-10,4%	9,2%
Desde planta de regasificación	305.067.700	1.051.253.974	79,5%	259.384.398	893.438.422	79,3%	-15,0%	-15,0%	-0,2%
Barcelona	50.031.996	172.408.730	79,5%	42.494.700	146.371.168	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Cartagena	56.231.126	193.770.742	79,5%	47.759.934	164.507.041	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Huelva	59.037.256	203.440.581	79,5%	50.143.322	172.716.519	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Bilbao	64.667.683	222.842.860	79,5%	54.925.527	189.188.621	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Sagunto	50.406.932	173.700.748	79,5%	42.813.152	147.468.063	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Mugarodos	24.692.707	85.090.313	79,5%	20.972.762	72.239.779	79,3%	-15,1%	-15,1%	-0,2%
Musel	0	0		275.001	947.230	79,3%			
Desde AA.SS.	8.642.017	47.802.717	49,5%	5.319.380	24.058.840	60,4%	-38,4%	-49,7%	22,0%
Serrabio	2.274.002	12.998.834	47,9%	1.100.000	4.719.189	63,7%	-51,6%	-63,7%	32,9%
Gaviota	4.118.000	22.695.317	49,7%	3.440.000	15.986.365	58,8%	-16,5%	-29,6%	18,3%
Yela	2.070.015	11.140.037	50,9%	600.000	2.504.987	65,4%	-71,0%	-77,5%	28,5%
Marismas	180.000	968.530	50,9%	179.380	848.300	57,8%	-0,3%	-12,4%	13,5%
Otros	526.385	2.007.416	71,8%	557.455	2.026.271	75,2%	5,9%	0,9%	4,6%
Yac.Marismas	0	0		0	0				
Yac.Aznalcázar	25.333	129.987	53,4%	25.333	120.551	57,4%	0,0%	-7,3%	7,5%
Yac. Poseidón	0	0		0	0				
Yac.Viura	289.092	1.211.858	65,4%	279.021	1.122.332	67,9%	-3,5%	-7,4%	3,9%
BIO Madrid	172.960	545.866	86,8%	180.000	566.541	86,8%	4,1%	3,8%	0,0%
BIO La Galera	39.000	119.705	89,3%	52.000	159.171	89,3%	33,3%	33,0%	0,0%
BIO Medina Sidonia	0	0		0	0				
BIO Tudela	0	0		0	0				
BIO Mascaraque	0	0		0	0				
BIO Sagunto	0	0		0	0				
BIO Sevilla	0	0		0	0				
BIO Arenas de Iguña	0	0		4.000	10.934	100,0%			
BIO Almansa	0	0		17.100	46.743	100,0%			
TOTAL	423.030.222	1.578.456.804	73%	369.242.353	1.365.389.271	73,9%	-12,7%	-13,5%	0,6%

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 2022, 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 2023 y para el año de gas 2024 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 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.33 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2023 remitidas por el GTS y las empresas transportistas, a principios del año 2023.

El GTS prevé un incremento de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2023 del 17,2%, debido a un incremento de las exportaciones por cada una de las tres interconexiones, Tarifa, Francia y Portugal del 1027,5%, 2,3% y 1,9% respectivamente. Por el contrario, las empresas transportistas prevén una reducción de las exportaciones del 28,9% respecto a las que se produjeron en el año de gas 2022, debido fundamentalmente a una reducción de las exportaciones por Francia del 60,8% parcialmente compensada por el incremento de las exportaciones por Tarifa y Portugal del 547,9% y 122,8% respectivamente.

Cuadro I.33. Previsión de exportaciones para el cierre del año de gas 2023 remitida por el GTS y las empresas transportistas

		Año Gas 2022			
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
Tarifa		473.950	1.856.425		
Francia		27.875.433	191.324.046		
Portugal		4.067.919	18.250.750		
TOTAL		32.417.302	211.431.221		

		Prevision cierre Año Gas 2023		Tasa de variación sobre Año Gas 2022	
GTS		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa		5.343.572	34.011.265	1027,5%	1732,1%
Francia		28.512.193	266.410.977	2,3%	39,2%
Portugal		4.143.579	57.930.872	1,9%	217,4%
TOTAL		37.999.344	358.353.115	17,2%	69,5%

		Prevision cierre Año Gas 2023		Tasa de variación sobre Año Gas 2022	
Empresas		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa		3.070.945	5.887.960	547,9%	217,2%
Francia		10.924.956	241.098.098	-60,8%	26,0%
Portugal		9.061.660	39.239.980	122,8%	115,0%
TOTAL		23.057.560	286.226.037	-28,9%	35,4%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

Respecto al volumen, se ha considerado lo siguiente.

- Las exportaciones a través de Tarifa se corresponden con la previsión facilitada por el GTS.

PÚBLICA

- Las exportaciones a través del VIP Francia se corresponden con las remitidas por el GTS, excepto para el año 2023 que se corresponden con el volumen vehiculado en los últimos 12 meses a enero de 2023.
- Las exportaciones a través del VIP Ibérico se han estimado teniendo en cuenta la última información disponible en las bases de datos de liquidaciones gasistas, en el SL-ATR y la publicada por el GTS en su página web.

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2023, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2022 y diciembre 2023 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 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 2023 las exportaciones se incrementarán un 61,1%, consecuencia de un incremento de la exportación a través de todas las interconexiones (+1.027,5% Tarifa, 28,9% Vip Francia, y 169,3% Vip Portugal). Adicionalmente, se estima que la capacidad contratada equivalente se incrementará un 62,4% (+1.500,5% Tarifa, 35,5% Vip Francia, y 198,2% Vip Portugal) (véase Cuadro I.34).

Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el cierre del año de gas 2023

		Año Gas 2022			
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
Tarifa		473.950	1.856.425		
Francia		27.875.433	191.324.046		
Portugal		4.067.919	18.250.750		
TOTAL		32.417.302	211.431.221		

		Prevision cierre Año Gas 2023		Tasa de variación sobre Año Gas 2022	
CNMC		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
Tarifa		5.343.572	29.711.508	1027,5%	1500,5%
Francia		35.940.863	259.262.174	28,9%	35,5%
Portugal		10.955.000	54.416.906	169,3%	198,2%
TOTAL		52.239.434	343.390.588	61,1%	62,4%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.35 se muestran las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024 remitidas por el GTS y las empresas transportistas.

Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá en 2024 un 12,9% respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2023 debido a una reducción de las exportaciones con destino a Marruecos (-40,4%), Francia (-21,0%) parcialmente compensado por un incremento del 78,5% de las exportaciones con destino a Portugal, mientras que las empresas transportistas estiman que el volumen de exportaciones se reducirá un 4,0% respecto de su previsión de cierre del año de gas 2023 para todas las interconexiones.

Cuadro I.35. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2024

GTS	Prevision cierre Año Gas 2023 (A)		Prevision Año Gas 2024 (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	5.343.572	34.011.265	3.187.303	21.967.789	-40,4%	-35,4%
Francia	28.512.193	266.410.977	22.529.923	233.076.995	-21,0%	-12,5%
Portugal	4.143.579	57.930.872	7.397.272	94.459.705	78,5%	63,1%
TOTAL	37.999.344	358.353.115	33.114.499	349.504.489	-12,9%	-2,5%

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2023 (A)		Prevision Año Gas 2024 (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	3.070.945	5.887.960	2.947.493	5.651.264	-4,0%	-4,0%
Francia	10.924.956	241.098.098	10.485.772	231.405.954	-4,0%	-4,0%
Portugal	9.061.660	39.239.980	8.697.381	37.662.533	-4,0%	-4,0%
TOTAL	23.057.560	286.226.037	22.130.646	274.719.751	-4,0%	-4,0%

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 2024 las previsiones remitidas por el GTS, con la excepción de las salidas hacia Portugal cuyo volumen se ha estimado atendiendo a la última información disponible.

Las capacidades contratadas se han estimado manteniendo los factores de carga previstos para el ejercicio 2023. Dichas capacidades se han distribuido por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) manteniendo la estructura prevista para el ejercicio 2023. 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, y teniendo en cuenta que el año 2024 es bisiesto.

En consecuencia, se estima que las exportaciones se reducirán en el ejercicio 2024 un 30,8%, mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 33,3% (Véase Cuadro I.36).

Cuadro I.36. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2024

	Prevision cierre Año Gas 2023 (A)		Prevision Año Gas 2024 (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	5.343.572	29.711.508	3.187.303	17.386.388	-40,4%	-41,5%
Francia	35.940.863	259.262.174	22.529.923	161.766.491	-37,3%	-37,6%
Portugal	10.955.000	54.416.906	10.407.250	50.041.977	-5,0%	-8,0%
TOTAL	52.239.434	343.390.588	36.124.476	229.194.856	-30,8%	-33,3%

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) para 2023, la previsión del volumen asociado se ha calculado proyectando la tendencia registrada durante los últimos meses, lo que implica suponer unas salidas de 1.861 GWh, volumen superior al previsto por el GTS para dicho ejercicio (581 GWh).

Respecto a la previsión de la capacidad contratada para 2023, desglosada por contrato, se ha estimado teniendo en cuenta (i) para el periodo comprendido entre octubre del 2022 y diciembre 2023 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 para dicho periodo disponible 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 2024 se han mantenido las previsiones realizadas para el ejercicio 2023.

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 teled medida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en las bases de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO/LIQUID).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en SIFCO/LIQUID.
- Demanda diaria por punto de salida del año de gas 2022 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con teled medida 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 teled medida instalada en el último año de gas disponible (2022).

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 previstos para los años de gas 2023 y 2024, los calculados de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente.
- 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

PÚBLICA

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 2022, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

- Una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2022 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 2023 y 2024 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 2022.

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.37).

En el Cuadro I.38 y en el Cuadro I.39 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 2023 y 2024 respectivamente.

Cuadro I.37. Desglose de la capacidad contratada de salida por punto físico por los VIPs prevista para el año de gas 2023 y 2024

	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 2023						
	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (B)			54.416.906			259.262.174
Volumen (MWh) (C)			10.955.000			35.940.863
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	50.637.954	3.778.952	54.416.906	161.427.392	97.834.783	259.262.174
Volumen (MWh) (A) * (C)	10.194.236	760.764	10.955.000	22.378.273	13.562.590	35.940.863
Previsión de año de gas 2024						
	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Capacidad (kWh) (D)			50.041.977			161.766.491
Volumen (MWh) (E)			10.407.250			22.529.923
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (D)	46.566.840	3.475.137	50.041.977	100.722.532	61.043.959	161.766.491
Volumen (MWh) (A) * (E)	9.684.524	722.726	10.407.250	14.028.065	8.501.858	22.529.923

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.38. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2023 con multiplicadores vigentes

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2023 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradía	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	289.725	125.816	93.886	41.599	25.770	2.654	343.391
CI Tarifa	21.719	-	-	16.877	4.831	11	29.712
CI Biriadou	87.177	46.222	34.199	4.327	1.876	554	97.835
CI Larrau	143.843	76.266	56.428	7.139	3.095	914	161.427
CI Badajoz	34.418	3.097	3.033	12.336	14.859	1.092	50.638
CI Tuy	2.569	231	226	921	1.109	82	3.779
Planta de regasificación	9.512	-	5.011	4.494	7	0	11.867
PR Barcelona	1.560	-	822	737	1	0	1.946
PR Cartagena	1.753	-	924	828	1	0	2.187
PR Huelva	1.841	-	970	870	1	0	2.297
PR Bilbao	2.016	-	1.062	953	2	0	2.516
PR Sagunto	1.572	-	828	743	1	0	1.961
PR Mugarodos	770	-	406	364	1	0	961
PR Musel	-	-	-	-	-	-	-
Almacenamiento Subterráneo	30.876	-	-	-	30.876	-	49.401
AS Serrablo	5.669	-	-	-	5.669	-	9.071
AS Gaviota	18.774	-	-	-	18.774	-	30.039
AS Yela	5.488	-	-	-	5.488	-	8.780
AS Marismas	944	-	-	-	944	-	1.510
Salida nacional	1.560.384	1.251.724	6.267	45.434	218.962	37.997	1.762.539
P > 60 bar	598.773	303.525	4.655	37.218	215.657	37.719	794.972
16 bar < P ≤ 60 bar	104.373	101.460	978	773	973	189	106.290
4 bar < P ≤ 16 bar	332.298	322.249	624	7.070	2.266	88	336.169
P ≤ 4 bar	516.010	515.574	10	358	67	1	516.169
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.930	8.915	-	15	-	-	8.938
TOTAL SALIDAS	1.890.497	1.377.540	105.164	91.527	275.615	40.650	2.167.197

Fuente: CNMC

Cuadro I.39 Capacidad contratada equivalente de salida para el año 2024 aplicando los multiplicadores resultantes para dicho año, conforme a la metodología de la Circular 6/2020.

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2024 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradía	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	192.382	79.726	59.743	29.766	21.110	2.037	229.195
CI Tarifa	12.919	-	-	10.039	2.873	7	17.386
CI Biriadou	54.499	28.895	21.379	2.705	1.173	346	61.044
CI Larrau	89.923	47.677	35.276	4.463	1.935	572	100.723
CI Badajoz	32.608	2.935	2.873	11.687	14.078	1.035	46.567
CI Tuy	2.433	219	214	872	1.051	77	3.475
Planta de regasificación	9.512	-	5.011	4.494	7	0	11.879
PR Barcelona	1.558	-	821	736	1	0	1.946
PR Cartagena	1.751	-	923	827	1	0	2.187
PR Huelva	1.839	-	969	869	1	0	2.296
PR Bilbao	2.014	-	1.061	952	2	0	2.515
PR Sagunto	1.570	-	827	742	1	0	1.961
PR Mugarodos	769	-	405	363	1	0	960
PR Musel	10	-	5	5	0	0	13
Almacenamiento Subterráneo	21.267	-	-	-	21.267	-	31.901
AS Serrablo	4.829	-	-	-	4.829	-	7.243
AS Gaviota	9.732	-	-	-	9.732	-	14.597
AS Yela	6.539	-	-	-	6.539	-	9.808
AS Marismas	168	-	-	-	168	-	252
Salida nacional	1.459.258	1.242.209	4.862	34.033	151.867	26.288	1.597.422
P > 60 bar	489.118	285.630	3.232	25.700	148.544	26.012	614.882
16 bar < P ≤ 60 bar	106.042	103.101	987	786	978	190	108.962
4 bar < P ≤ 16 bar	337.173	327.005	633	7.172	2.278	85	346.256
P ≤ 4 bar	517.830	517.392	10	360	67	1	518.214
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	9.095	9.080	-	15	-	-	9.108
TOTAL SALIDAS	1.682.419	1.321.935	69.616	68.293	194.251	28.324	1.870.396

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.40 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 2023 y el año de gas 2024, 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.40 Volumen y capacidad contratada equivalente de salida de la red de transporte prevista para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024

Puntos de salida	Año Gas 2023			Año Gas 2024			Tasa de Variación 2024 s/ 2023		
	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	52.239.434	343.390.588	41,7%	36.124.476	229.194.856	43,2%	-30,8%	-33,3%	3,6%
CI Tarifa	5.343.572	29.711.508	49,3%	3.187.303	17.386.388	50,2%	-40,4%	-41,5%	1,9%
CI Biriadou	13.562.590	97.834.783	38,0%	8.501.858	61.043.959	38,2%	-37,3%	-37,6%	0,5%
CI Larrau	22.378.273	161.427.392	38,0%	14.028.065	100.722.532	38,2%	-37,3%	-37,6%	0,5%
CI Badajoz	10.194.236	50.637.954	55,2%	9.684.524	46.566.840	57,0%	-5,0%	-8,0%	3,3%
CI Tuy	760.764	3.778.952	55,2%	722.726	3.475.137	57,0%	-5,0%	-8,0%	3,3%
Planta de regasificación	1.860.674	11.866.983	43,0%	1.862.649	11.878.854	43,0%	0,1%	0,1%	0,0%
Barcelona	305.156	1.946.220	43,0%	305.156	1.946.101	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Cartagena	342.966	2.187.363	43,0%	342.966	2.187.230	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Huelva	360.081	2.296.520	43,0%	360.081	2.296.380	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Bilbao	394.422	2.515.541	43,0%	394.422	2.515.388	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Sagunto	307.443	1.960.805	43,0%	307.443	1.960.685	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Mugardos	150.606	960.534	43,0%	150.606	960.476	43,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Musel	0	0		1.975	12.594	43,0%			
Desde A.A.S.S.	10.666.060	49.400.891	59,2%	7.421.378	31.900.677	63,7%	-30,4%	-35,4%	7,7%
Serrablo	1.848.065	9.071.041	55,8%	1.700.000	7.243.144	64,3%	-8,0%	-20,2%	15,2%
Gaiota	6.505.753	30.039.132	59,3%	3.364.000	14.597.309	63,1%	-48,3%	-51,4%	6,4%
Yela	1.974.252	8.780.418	61,6%	2.300.000	9.808.279	64,2%	16,5%	11,7%	4,3%
Marismas	337.990	1.510.300	61,3%	57.378	251.946	62,4%	-83,0%	-83,3%	1,8%
Salida nacional	356.595.156	1.753.600.262	55,7%	322.572.754	1.588.314.093	55,6%	-9,5%	-9,4%	-0,1%
P > 60 bar	177.863.004	794.971.822	61,3%	139.542.445	614.881.914	62,2%	-21,5%	-22,7%	1,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	28.948.148	106.290.383	74,6%	30.105.232	108.962.307	75,7%	4,0%	2,5%	1,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	80.778.830	336.168.855	65,8%	83.617.834	346.255.794	66,2%	3,5%	3,0%	0,5%
P ≤ 4 bar	69.005.174	516.169.201	36,6%	69.307.242	518.214.078	36,6%	0,4%	0,4%	0,0%
TOTAL	421.361.325	2.158.258.723	53,5%	367.981.258	1.861.288.480	54,2%	-12,7%	-13,8%	1,3%

Fuente: GTS y CNMC

2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2023 y 2024

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2023 y para el año de gas 2024, 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.

PÚBLICA

2.4.1. Regasificación

La previsión de la capacidad contratada y el volumen de regasificación para los años de gas 2023 y 2024 coincide con las previsiones del volumen que se introduce en el sistema de transporte en cada planta y capacidad contratada.

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 2023 y 2024.

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 remitidas por las empresas transportistas.

La capacidad contratada de carga en cisternas previstas para el año de gas 2023 se han calculado considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2022 y diciembre 2023, 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 información disponible en el SL-ATR.

La capacidad contratada prevista para el año 2024, se ha calculado manteniendo el factor de carga previsto para el ejercicio 2023 y considerando que el ejercicio 2024 es bisiesto. Dicha capacidad se ha distribuido por tipo de producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) teniendo en cuenta tanto la capacidad contratada por producto prevista para 2023, como la información disponible en el SL-ATR para 2024.

La capacidad contratada equivalente prevista para 2023 y 2024 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes y teniendo en cuenta 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 declarado por las empresas para 2022.

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 2023 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 número de barcos a descargar se corresponde con el número de slots contratados por los agentes a la fecha de elaboración de las previsiones. Dicha previsión se ha distribuido por tamaño de buque, teniendo en cuenta tanto la previsión de los agentes, como la última información disponible.

En cuanto al volumen que se descarga en cada una de las plantas para el año de gas 2023 y 2024 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, una vez comprobado que dicho volumen es superior al contratado por los agentes, de acuerdo con la información disponible en el SL-ATR. Dicho volumen se ha distribuido por tamaño de buque teniendo en cuenta tanto la información remitida por el GTS como por las empresas.

La previsión del número de barcos para el año de gas 2024 se ha determinado manteniendo los tamaños medios previstos para el año 2023.

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

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

Las previsiones del volumen trasvasado y número de operaciones de trasvases de planta a buque para 2023 se han realizado considerando la información disponible en el SL-ATR, mientras que para 2024 se ha considerado la previsión del número de operaciones previsto por el GTS y el mismo tamaño medio que el calculado para el año 2023.

Las previsiones de puesta en frío para 2023 se corresponden con el valor previsto por las empresas, mientras que para el año 2024 se ha considerado una previsión nula.

En la previsión del tiempo medio de cada operación se ha considerado la información facilitada por las empresas transportistas para 2022.

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 el año de gas 2023 se corresponde con la previsión remitida por el GTS para dicho ejercicio, mientras que la del año 2024 se ha estimado multiplicando los días de autonomía de planta registrados entre 2019 y 2022 por las salidas previstas de la planta para dicho ejercicio.

La previsión de capacidad contratada de almacenamiento se ha estimado para 2023, considerando (i) para el periodo comprendido entre octubre de 2022 y diciembre de 2023, las capacidades realmente contratadas por los agentes de acuerdo con la base de datos de liquidaciones gasistas, (ii) para el resto del periodo se ha proyectado la tendencia registrada en los últimos meses teniendo en cuenta las capacidades ya contratada en el SL-ATR. Para el ejercicio 2024, la capacidad contratada se ha estimado en función del factor de carga, el cual se ha estimado teniendo en tanto la evolución registrada en los últimos meses, como las capacidades ya contratadas.

Las capacidades previstas para el ejercicio 2023 se ven afectadas por los altos niveles de existencias en tanques de regasificación que se produjeron en octubre de 2022 y por las medidas tomadas por el GTS para afrontar dicha situación²³, por lo que la capacidad contratada prevista se ha distribuido por tipo de contrato (anua, trimestral, mensual, diaria e intradiaria) tomando como base la información disponible para el año 2022.

²³ Véanse las notas de operación 4/2022 (https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operaci%C3%B3n%204_2022%20SOE%20%20EXCESO%20GNL%20Tanques%20de%20regasificaci%C3%B3n.pdf) y ([https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/operacion-mantenimiento/nota-de-operacion/Nota%20de%20Operaci%C3%B3n%20SOE%20%20EXCESO%20GNL%20Tanques%20de%20regasificaci%C3%B3n%20\(Continuacion%202\).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%B3n%20SOE%20%20EXCESO%20GNL%20Tanques%20de%20regasificaci%C3%B3n%20(Continuacion%202).pdf))

La capacidad contratada equivalente prevista para 2023 y 2024 se ha calculado aplicando los multiplicadores correspondientes y teniendo en cuenta lo establecido en la Circular 6/2020.

Para el año de gas 2023, se estima que la previsión del volumen almacenado se incrementará un 10% sobre la registrada en 2022, mientras que para 2024 se estima una reducción del 3% sobre el cierre previsto para 2023.

En el Cuadro I.41 y en el Cuadro I.42 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.41 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2023 con multiplicadores vigentes

	Previsión Año Gas 2023						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	867.790	461.102	22.759	206.887	167.815	9.227	1.134.378
Carga en cisternas	50.953	25.100	17.669	5.670	2.455	59	55.826
Licuefacción Virtual	9.512	-	5.011	4.494	7	0	12.819
Almacenamiento de GNL	16.813.369	3.980.177	1.548.566	2.507.225	8.775.962	1.438	23.147.427

Fuente: CNMC

Cuadro I.42 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2024 considerando los multiplicadores aplicables en dicho año

	Previsión Año Gas 2024						Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
	Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	
Regasificación	735.824	375.536	18.549	168.459	160.758	12.522	956.648
Carga en cisternas	53.123	28.267	18.421	3.813	2.560	62	58.031
Licuefacción Virtual	9.512	-	5.011	4.494	7	0	11.868
Almacenamiento de GNL	17.198.458	8.088.045	1.764.326	4.595.484	2.746.054	4.550	20.322.057

Fuente: CNMC

A modo de resumen, en el Cuadro I.43 se presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2023 y el año de gas 2024.

PÚBLICA

Cuadro I.43 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2023 y 2024

	Año Gas 2023		Año Gas 2024	
Regasificación	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh regasificados
	1.134.378.348	305.067.700	956.648.393	259.384.398
Descarga de buques	Nº de buques	MWh descargados de buques	Nº de buques	MWh descargados de buques
	371	345.868.625	324	301.179.040
S ≤ 40.000 m3	1	229.368	1	199.732
M: 40.000 - 75.000 m3	8	3.702.081	7	3.223.736
L: 75.000 - 150.000 m3	166	131.266.836	145	114.305.886
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	196	210.670.341	171	183.449.687
XXL > 216.000 m3	0	0	0	0
Trasvase de GNL a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque
	150	31.157.999	153	31.730.130
Trasvase de buque a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque
	0	0	0	0
Puesta en frío	Nº de buques	MWh puestos en frío	Nº de buques	MWh puestos en frío
	8	65.553	0	0
Carga en cisternas	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	MWh cargados en cisternas
	55.825.860	11.438.047	58.030.635	11.925.187
Almacenamiento de GNL	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen de gas almacenado (MWh)
	23.147.427.456	5.165.381.746	20.322.056.957	5.032.084.230
Licuefacción Virtual	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)
	12.818.937	1.860.674	11.867.713	1.860.674

Fuente: CNMC

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido entre los años de gas 2025 al 2026

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2023 al 2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.44.

Cuadro I.44 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2023-2026

GWh	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	367.385	333.813	321.242	306.307
Demanda generación eléctrica	126.158	86.247	69.431	53.910
<i>Demanda Convencional</i>	<i>241.227</i>	<i>247.566</i>	<i>251.811</i>	<i>252.398</i>
<i>Industrial</i>	<i>161.432</i>	<i>167.019</i>	<i>170.901</i>	<i>171.380</i>
P > 60 bar	51.863	53.404	53.560	53.442
16 < P ≤ 60 bar	28.948	30.105	31.163	31.251
4 < P ≤ 16 bar	80.621	83.510	86.178	86.688
<i>Doméstica</i>	<i>70.328</i>	<i>70.653</i>	<i>70.711</i>	<i>70.674</i>
<i>GNL directo a cliente final</i>	<i>9.467</i>	<i>9.895</i>	<i>10.198</i>	<i>10.344</i>

Tasa de crecimiento sobre el anterior año de gas (%)	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	-5,0%	-9,1%	-3,8%	-4,6%
Demanda generación eléctrica	-8,3%	-31,6%	-19,5%	-22,4%
<i>Demanda Convencional</i>	<i>-3,1%</i>	<i>2,6%</i>	<i>1,7%</i>	<i>0,2%</i>
<i>Industrial</i>	<i>-4,6%</i>	<i>3,5%</i>	<i>2,3%</i>	<i>0,3%</i>
P > 60 bar	-1,4%	3,0%	0,3%	-0,2%
16 < P ≤ 60 bar	-6,1%	4,0%	3,5%	0,3%
4 < P ≤ 16 bar	-5,9%	3,6%	3,2%	0,6%
<i>Doméstica</i>	<i>0,4%</i>	<i>0,5%</i>	<i>0,1%</i>	<i>-0,1%</i>
<i>GNL directo a cliente final</i>	<i>-3,4%</i>	<i>4,5%</i>	<i>3,1%</i>	<i>1,4%</i>

Fuente: CNMC

A continuación, se presenta el escenario de demanda para el periodo 2025 al 2026 elaborado por la CNMC, confeccionado manteniendo los multiplicadores aplicables en el año de gas 2024 calculados conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020, y que se resume en el Cuadro I.45.

PÚBLICA

Cuadro I.45 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2023-2026

			Año Gas 2023			Año Gas 2024		
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			177.863.004	121	794.971.822	139.542.445	121	614.881.914
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		25	2	89	27	2	93
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		244	5	1.027	271	5	1.073
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		1.521	9	4.593	1.691	9	4.798
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		1.719	2	30.954	1.551	2	30.653
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		8.021	2	29.210	7.189	2	23.793
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		22.775	2	134.260	23.008	2	134.808
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		117.808	4	602.923	118.252	4	603.831
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		778.764	9	3.323.936	786.710	9	3.510.009
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		4.703.692	15	18.575.379	4.826.095	15	18.844.917
RL.11	C > 500.000.000		172.228.436	71	772.269.452	133.777.652	71	591.727.938
16-60 bar			28.948.148	175	106.290.383	30.105.232	175	108.962.307
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		51	1	319	54	1	333
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		293	2	2.429	306	2	2.534
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		694	3	5.654	724	3	5.900
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		9.048	9	66.523	9.528	9	70.047
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		67.533	30	451.235	70.471	30	467.291
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		293.463	35	1.610.152	305.410	35	1.664.625
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		838.624	26	3.847.973	868.802	26	4.066.378
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		1.669.156	19	7.478.486	1.741.635	19	7.629.610
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		9.185.810	33	36.060.153	9.581.836	33	36.813.134
RL.11	C > 500.000.000		16.883.474	17	56.767.460	17.526.465	17	58.242.456
4-16 bar			80.778.830	3.696	336.168.855	83.617.834	3.696	346.255.794
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.760	57	128.084	11.227	57	133.163
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		1.648	36	12.196	1.714	36	12.515
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		6.399	76	52.988	6.609	76	54.722
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		57.037	340	435.954	58.833	340	455.412
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		616.282	729	4.507.099	635.159	729	4.689.363
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2.297.298	816	14.880.418	2.373.016	816	15.480.146
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		6.056.791	674	32.542.922	6.279.808	674	33.495.288
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		13.232.486	536	61.135.911	13.737.656	536	63.340.061
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		21.421.075	277	88.406.091	22.204.600	277	91.237.036
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		27.392.236	142	102.545.001	28.275.973	142	105.380.583
RL.11	C > 500.000.000		9.686.819	13	31.522.192	10.033.239	13	31.977.507
<4 bar			69.005.174	7.827.670	516.169.201	69.307.242	7.863.596	518.214.078
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.376.320	4.471.950	77.395.990	10.410.941	4.482.769	77.654.223
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		22.160.444	2.914.907	184.708.100	22.340.063	2.936.879	186.205.233
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		6.784.983	368.810	53.608.569	6.818.437	371.558	53.873.430
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		6.456.436	49.011	45.536.842	6.439.101	49.267	45.414.577
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		11.924.125	20.165	93.608.093	11.896.980	20.282	93.394.999
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		5.243.190	2.325	32.141.380	5.231.014	2.336	32.085.109
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		3.088.693	383	15.530.824	3.130.282	385	15.799.651
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		2.679.428	113	12.471.785	2.743.984	114	12.611.041
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		291.555	5	1.167.619	296.441	5	1.175.815
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 TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN			356.595.156	7.831.662	1.753.600.262	322.572.754	7.867.588	1.588.314.093
PLANTA SATÉLITE <4 bar			1.322.430	167.196	8.938.324	1.345.544	169.390	9.107.597
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	205.116	110.959	1.415.550	206.533	111.726	1.425.330
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		349.307	46.204	2.892.245	358.712	47.448	2.970.118
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		157.996	8.803	1.190.249	160.897	8.965	1.212.101
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		140.814	934	874.470	143.447	952	890.824
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		165.395	220	980.256	168.343	224	997.733
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		141.615	56	827.178	145.398	57	849.273
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		82.703	12	501.644	82.491	12	505.178
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		79.484	7	256.732	79.723	7	257.040
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		0	0	0	0	0	0
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
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL			9.467.100			9.894.879		
TOTAL SISTEMA			367.384.686	7.998.857	1.762.538.585	333.813.178	8.036.978	1.597.421.690

PÚBLICA

			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
			Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			122.902.831	121	548.852.441	107.283.003	121	479.768.301
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		27	2	93	27	2	93
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		272	5	1.075	271	5	1.074
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		1.696	9	4.810	1.692	9	4.801
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		1.489	2	30.606	1.418	2	30.429
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		6.704	2	21.759	6.172	2	19.577
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		23.075	2	135.132	23.024	2	134.893
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		118.599	4	605.284	118.336	4	604.210
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		789.018	9	3.518.453	787.268	9	3.512.211
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		4.840.254	15	18.870.195	4.829.519	15	18.836.714
RL.11	C > 500.000.000		117.121.697	71	525.665.032	101.515.276	71	456.624.301
16-60 bar			31.163.354	177	112.105.273	31.250.754	177	112.357.034
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		56	1	345	56	1	346
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		317	2	2.623	318	2	2.631
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		750	3	6.107	752	3	6.124
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		9.863	9	72.507	9.891	9	72.711
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		72.948	30	482.834	73.153	30	484.108
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		316.145	35	1.712.601	317.031	35	1.716.443
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		899.338	26	4.183.574	901.860	26	4.192.961
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		1.802.849	19	7.849.503	1.807.905	19	7.867.114
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		9.918.613	33	37.874.122	9.946.431	33	37.959.099
RL.11	C > 500.000.000		18.142.476	17	59.921.056	18.193.358	17	60.055.499
4-16 bar			86.266.299	3.712	355.323.256	86.755.741	3.721	356.926.415
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	11.586	57	137.309	11.654	57	138.099
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		1.769	36	12.874	1.779	36	12.941
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		6.820	76	56.469	6.860	77	56.803
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		60.712	341	469.845	61.072	342	472.600
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		655.451	732	4.837.385	659.329	734	4.865.626
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2.448.829	819	15.963.430	2.463.317	821	16.055.498
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		6.480.434	677	34.372.770	6.518.776	679	34.535.463
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		14.174.510	538	64.971.227	14.256.516	540	65.252.731
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		22.913.987	278	93.627.188	23.049.558	279	94.070.344
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		29.158.422	143	108.059.532	29.311.844	143	108.495.762
RL.11	C > 500.000.000		10.353.779	13	32.815.227	10.415.037	13	32.970.548
<4 bar			69.341.874	7.897.626	517.963.336	69.291.580	7.929.933	517.138.384
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.325.222	4.502.136	77.014.851	10.237.571	4.520.423	76.361.076
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		22.156.125	2.949.568	184.672.099	21.968.043	2.961.548	183.104.428
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		6.762.296	373.164	53.429.860	6.704.892	374.679	52.976.297
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		6.517.144	49.518	45.965.013	6.578.388	49.875	46.396.962
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		12.041.174	20.385	94.526.969	12.154.329	20.532	95.415.271
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		5.294.415	2.348	32.473.988	5.344.169	2.365	32.779.157
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		3.168.222	387	15.956.678	3.197.995	390	16.076.638
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		2.777.242	114	12.736.377	2.803.341	115	12.832.128
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		300.034	5	1.187.501	302.853	5	1.196.428
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 TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN			309.674.358	7.901.636	1.534.244.305	294.581.078	7.933.953	1.466.190.135
PLANTA SATÉLITE <4 bar			1.369.036	171.548	9.235.215	1.382.005	173.672	9.304.678
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	206.543	113.145	1.425.395	206.476	114.541	1.424.937
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		358.728	48.051	2.970.254	358.613	48.644	2.969.300
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		160.904	9.079	1.212.156	160.852	9.191	1.211.767
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		148.880	968	924.562	151.938	987	943.549
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		174.719	228	1.035.520	178.307	232	1.056.786
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		150.904	58	881.438	154.003	59	899.539
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		85.615	12	520.867	87.374	13	529.424
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		82.742	7	265.022	84.441	7	269.376
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		0	0	0	0	0	0
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
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL			10.198.463			10.343.992		
TOTAL SISTEMA			321.241.858	8.073.183	1.543.479.520	306.307.074	8.107.625	1.475.494.813

Fuente: CNMC

Las previsiones para los años de gas 2025 a 2026 se han confeccionado considerando las siguientes hipótesis:

Demanda destinada a la generación eléctrica: se ha diferenciado entre los ciclos combinados situados en la Península y Baleares.

PÚBLICA

En relación con la demanda de gas natural de los ciclos situados en la **Península**, se prevén fuertes reducciones anuales a lo largo de periodo considerado (18,3% y 23,1%) debido fundamentalmente al incremento previsto de la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables en dicho periodo.

Respecto a la demanda de gas natural de los ciclos situados en **Baleares**, se ha considerado como mejor previsión las remitidas por las empresas transportistas, lo que implica suponer que la demanda de gas destinada a la generación eléctrica se reduzca un 36,1%, en 2025 y un 11,8%, en 2026.

Demanda convencional industrial: Las tasas de variación de la demanda consideradas para el periodo de los años de gas 2024 a 2026 se corresponden con las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por las empresas transportistas-distribuidoras. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 3,5% en el año de gas 2024, se prevé una disminución de la tasa de crecimiento anual a lo largo de periodo, situándose en un 2,3% en 2025, y en el 0,3% en 2026.

Demanda de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar: La demanda de cada grupo tarifario resulta del producto del número de consumidores previstos para cada año, por el consumo medio estimado para dicho año, diferenciado entre los consumidores conectados a plantas satélite y los conectados a la red de transporte – distribución.

La variación del número consumidores se ha determinado teniendo en cuenta las previsiones de captaciones de clientes remitidas por las empresas distribuidoras, ajustando las correspondientes al año 2025, al objeto de reflejar la previsible evolución de dicha variable.

En consecuencia, el número final de consumidores suministrados a través de redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementa un 0,5% en el año de gas 2025, un 0,4% en 2025 en 2026.

Los tamaños medios de los consumidores acogidos a los peajes RL.1 a RL.3 se han estimado considerando que, como consecuencia de la sustitución de los equipos actualmente instalados por unos más eficientes, se produce anualmente una reducción del tamaño medio del 1,25% anual. Para el resto de los peajes se ha considerado los incrementos previstos por las empresas.

En el Cuadro I.46 se indica el número de consumidores totales suministrados a presiones inferior o igual a 4 bar, los tamaños medios y demanda resultantes previstos para el periodo 2023 a 2026.

PÚBLICA

Cuadro I.46 Previsión de demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar para los años de gas 2023 - 2026

	Previsiones Grupo < 4 bar 2023 - 2026				Tasa de variación sobre el año de gas anterior		
	2023	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Número de consumidores	7.994.865	8.032.986	8.069.173	8.103.606	0,5%	0,5%	0,4%
RL.1	4.582.909	4.594.495	4.615.282	4.634.964	0,3%	0,5%	0,4%
RL.2	2.961.111	2.984.327	2.997.619	3.010.192	0,8%	0,4%	0,4%
RL.3	377.613	380.523	382.242	383.870	0,8%	0,5%	0,4%
RL.4	49.945	50.219	50.486	50.861	0,5%	0,5%	0,7%
RL.5	20.385	20.506	20.613	20.764	0,6%	0,5%	0,7%
RL.6	2.381	2.393	2.406	2.424	0,5%	0,5%	0,7%
RL.7	396	398	400	403	0,5%	0,5%	0,8%
RL.8	120	121	121	122	0,4%	0,6%	0,8%
RL.9	5	5	5	5	0,6%	0,5%	0,7%
RL.10	0	0	0	0			
RL.11	0	0	0	0			
Tamaño medio (MWh/año)	8,80	8,80	8,76	8,72	0,0%	-0,4%	-0,5%
RL.1	2,31	2,31	2,28	2,25	0,1%	-1,3%	-1,3%
RL.2	7,60	7,61	7,51	7,42	0,1%	-1,3%	-1,3%
RL.3	18,39	18,34	18,11	17,89	-0,2%	-1,3%	-1,3%
RL.4	132,09	131,08	132,04	132,33	-0,8%	0,7%	0,2%
RL.5	593,06	588,38	592,63	593,93	-0,8%	0,7%	0,2%
RL.6	2.261,91	2.246,56	2.263,20	2.268,16	-0,7%	0,7%	0,2%
RL.7	8.017,46	8.081,67	8.140,56	8.157,54	0,8%	0,7%	0,2%
RL.8	22.976,57	23.420,09	23.585,14	23.627,52	1,9%	0,7%	0,2%
RL.9	57.620,87	58.238,71	58.646,11	58.773,75	1,1%	0,7%	0,2%
RL.10							
RL.11							
Consumo (MWh)	70.327.604	70.652.787	70.710.910	70.673.585	0,5%	0,1%	-0,1%
RL.1	10.581.436	10.617.474	10.531.764	10.444.048	0,3%	-0,8%	-0,8%
RL.2	22.509.751	22.698.776	22.514.853	22.326.656	0,8%	-0,8%	-0,8%
RL.3	6.942.979	6.979.333	6.923.201	6.865.744	0,5%	-0,8%	-0,8%
RL.4	6.597.250	6.582.548	6.666.024	6.730.325	-0,2%	1,3%	1,0%
RL.5	12.089.519	12.065.323	12.215.893	12.332.636	-0,2%	1,2%	1,0%
RL.6	5.384.805	5.376.412	5.445.320	5.498.172	-0,2%	1,3%	1,0%
RL.7	3.171.396	3.212.773	3.253.837	3.285.368	1,3%	1,3%	1,0%
RL.8	2.758.912	2.823.707	2.859.984	2.887.782	2,3%	1,3%	1,0%
RL.9	291.555	296.441	300.034	302.853	1,7%	1,2%	0,9%
RL.10	0	0	0	0			
RL.11	0	0	0	0			

Fuente: CNMC

PÚBLICA

GNL directo a cliente final: la previsión de la demanda de GNL directo a cliente final, sin incluir las exportaciones y el gas destinado a bunkering se ha realizado aplicando las tasas implícitas en las previsiones de las empresas para la demanda industrial, a la que se le ha añadido la previsión de las empresas propietarias de plantas de regasificación de la demanda asociada al gas vehicular.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuirá a lo largo del periodo considerado, con una tasa del -3,8% en el año de gas 2025 y del -4,6% en 2026

Las previsiones de capacidad contratada se han estimado considerando lo siguiente:

- **Demanda destinada a generación eléctrica peninsular:** se ha mantenido los factores de carga aplicados en el ejercicio 2024 teniendo en cuenta que dicho año fue bisiesto
- **Demanda destinada a generación eléctrica balear:** se ha mantenido las capacidades contratadas previstas para el ejercicio 2024
- **Demanda convencional que dispone de equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado:** se ha considerado que únicamente una parte de los incrementos de la demanda se traslada a la capacidad contratada.
- **Demanda convencional sin equipos de medida que permitan el registro diario del caudal máximo demandado:** Se han mantenido los factores de carga previstos para el ejercicio 2024.

La previsión de capacidad contratada se ha distribuido por tipo de producto conforme a la distribución prevista para el ejercicio 2024. A la hora de calcular la capacidad contratada equivalente se han considerado los multiplicadores aplicables para el ejercicio 2024.

En relación con las **exportaciones**, se han considerado para el VIP Pirineos las previsiones remitidas por el GTS, mientras que, para el VIP Ibérico, se ha considerado una senda de reducción del volumen exportado.

Por su parte, la estimación de la contratación en las entradas y salidas desde los **almacenamientos subterráneos** se ha realizado con base en las previsiones de inyección y extracción proporcionadas por el GTS. La previsión de capacidad equivalente de entrada y salida al sistema desde almacenamiento subterráneos

se ha realizado manteniendo el factor de carga resultante de la previsión de 2023 para todo el periodo.

Respecto a la **inyección de biogás en la red de transporte** se ha mantenido la previsión del ejercicio 2023, mientras que como mejor previsión de inyección de biogás en redes locales se ha considerado la previsión facilitada por las empresas transportistas-distribuidoras (véase Cuadro I.47).

Cuadro I.47 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2023 – 2026

	2023	2024	2025	2026
Inyección de biogás en red local	130	213	449	699

Fuente: Empresas

Para las entradas **desde conexiones internacionales y yacimientos**, se han considerado las previsiones remitidas por el GTS, con la excepción de las entradas por el Vip Ibérico para las que se han considerado las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por dicho agente, y para las entradas desde el yacimiento de Aznalcázar para las que se han mantenido la previsión del año 2024.

Las **necesidades de regasificación** globales se obtienen por diferencia entre la demanda nacional abastecida desde la red transporte y la previsión anterior, considerando las mermas correspondientes, y el saldo inyección extracción previsto para cada ejercicio.

Una vez determinado el volumen de gas a introducir en el sistema, se determina la previsión del caudal equivalente aplicando a cada punto de entrada el factor de carga previsto para los años de gas 2025 y 2026, manteniendo los factores de carga, la estructura de contratación y los multiplicadores calculados para el año de gas 2024.

Para la previsión de los **servicios de las plantas de GNL**, determinadas las necesidades de **regasificación** globales, se estima la previsión de la capacidad equivalente de regasificación, manteniendo el factor de carga, la estructura de contratación y los multiplicadores considerados en la previsión del año de gas 2024.

La demanda de los clientes conectados a una planta satélite, tanto directamente como a través de una red de distribución, determina la previsión de **carga en**

cisternas, considerando además las cisternas destinadas a bunkering y las cisternas con destino a otros países.

La capacidad contratada equivalente de carga en cisternas se estima manteniendo el factor de carga, estructura de contratación y multiplicadores considerados para el año de gas 2024.

En relación con el número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas previstos para el año de gas 2024.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha estimado multiplicando los días de autonomía de planta registrados entre 2019 y 2022 por las salidas previstas de la planta para dicho ejercicio. En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga, estructura de contratación y multiplicadores considerados para 2024 para todo el periodo.

Respecto las previsiones de **trasvase de GNL de planta a buque, buque a buque y puesta en frío** se han mantenido las previsiones del número de barcos remitida por el GTS y el tamaño medio previsto para el ejercicio 2024.

El volumen de **GNL a descargar** en las plantas de regasificación se ha estimado teniendo en cuenta las necesidades de GNL determinadas por la previsión de la regasificación y el resto de los servicios prestados en las plantas de GNL. El número de barcos se ha calculado en función de los tamaños medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2024.

Respecto a los tiempos medios de las descargas, cisternas y operaciones de trasvase de GNL y puesta en frío, se han mantenido los tiempos considerados para el año de gas 2024.

En relación con el servicio de **licuefacción virtual**, se ha mantenido las previsiones del ejercicio 2024.

En el Cuadro I.48 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el Cuadro I.49 las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.50 el escenario de los servicios de las plantas de regasificación previsto para el periodo 2023-2026.

Cuadro I.48 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2023-2026

Punto de entrada	Año Gas 2023		Año Gas 2024		Año Gas 2025		Año Gas 2026	
	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	278.593	98.020	250.636	88.345	248.744	87.678	243.846	85.952
CI Biriattou	177.507	7.169	176.147	12.098	174.817	12.007	171.375	11.770
CI Larrau								
CI Badajoz	21.294	3.605	19.082	3.538	18.938	3.511	18.565	3.442
CI Tuy								
PR Barcelona	172.409	50.032	146.371	42.495	135.997	39.483	129.566	37.616
PR Cartagena	193.771	56.231	164.507	47.760	152.847	44.375	145.619	42.276
PR Huelva	203.441	59.037	172.717	50.143	160.475	46.589	152.886	44.386
PR Bilbao	222.843	64.668	189.189	54.926	175.780	51.033	167.467	48.619
PR Sagunto	173.701	50.407	147.468	42.813	137.016	39.779	130.537	37.898
PR Mugardos	85.090	24.693	72.240	20.973	67.120	19.486	63.946	18.565
PR Musel	-	-	947	275	2.344	680	2.344	680
YAC Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-
YAC Aznalcázar	130	25	121	25	121	25	121	25
YAC Poseidón	-	-	-	-	-	-	-	-
YAC Viura	1.212	289	1.122	279	1.114	277	1.092	271
BIO Madrid	546	173	567	180	567	180	567	180
BIO La Galera	120	39	159	52	159	52	159	52
BIO Medina Sidonia	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascaraque	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Arenas de Iguña	-	-	11	4	44	16	44	16
BIO Almansa	-	-	47	17	187	68	187	68
AS Serrablo	-	2.274	-	1.100	-	-	-	-
AS Gaviota	-	4.118	-	3.440	-	-	-	-
AS Yela	-	2.070	-	600	-	-	-	-
AS Marismas	-	180	-	179	-	-	-	-
TOTAL	1.530.654	423.030	1.341.330	369.242	1.276.267	345.239	1.228.319	331.817

Fuente: CNMC

Cuadro I.49 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2023 a 2026

			Año Gas 2023			Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			177.863.004	121	794.971.822	139.542.445	121	614.881.914	122.902.831	121	548.852.441	107.283.003	121	479.768.301
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		25	2	89	27	2	93	27	2	93	27	2	93
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		244	5	1.027	271	5	1.073	272	5	1.075	271	5	1.074
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		1.521	9	4.593	1.691	9	4.798	1.696	9	4.810	1.692	9	4.801
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		1.719	2	30.954	1.551	2	30.653	1.489	2	30.606	1.418	2	30.429
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		8.021	2	29.210	7.189	2	23.793	6.704	2	21.759	6.172	2	19.577
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		22.775	2	134.260	23.008	2	134.808	23.075	2	135.132	23.024	2	134.893
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		117.808	4	602.923	118.252	4	603.831	118.599	4	605.284	118.336	4	604.210
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		778.764	9	3.323.936	786.710	9	3.510.009	789.018	9	3.518.453	787.268	9	3.512.211
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		4.703.692	15	18.575.379	4.826.095	15	18.844.917	4.840.254	15	18.870.195	4.829.519	15	18.836.714
RL.11	C > 500.000.000		172.228.436	71	772.269.452	133.777.652	71	591.727.938	117.121.697	71	525.665.032	101.515.276	71	456.624.301
P<60 bar			178.732.152	7.831.541	958.628.439	183.030.309	7.867.467	973.432.179	186.771.527	7.901.515	985.391.864	187.298.076	7.933.832	986.421.833
16-60 bar			28.948.148	175	106.290.383	30.105.232	175	108.962.307	31.163.354	177	112.105.273	31.250.754	177	112.357.034
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		51	1	319	54	1	333	56	1	345	56	1	346
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		293	2	2.429	306	2	2.534	317	2	2.623	318	2	2.631
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		694	3	5.654	724	3	5.900	750	3	6.107	752	3	6.124
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		9.048	9	66.523	9.528	9	70.047	9.863	9	72.507	9.891	9	72.711
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		67.533	30	451.235	70.471	30	467.291	72.948	30	482.834	73.153	30	484.108
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		293.463	35	1.610.152	305.410	35	1.664.625	316.145	35	1.712.601	317.031	35	1.716.443
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		838.624	26	3.847.973	868.802	26	4.066.378	899.338	26	4.183.574	901.860	26	4.192.961
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		1.669.156	19	7.478.486	1.741.635	19	7.629.610	1.802.849	19	7.849.503	1.807.905	19	7.867.114
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		9.185.810	33	36.060.153	9.581.836	33	36.813.134	9.918.613	33	37.874.122	9.946.431	33	37.959.099
RL.11	C > 500.000.000		16.883.474	17	56.767.460	17.526.465	17	58.242.456	18.142.476	17	59.921.056	18.193.358	17	60.055.499
4-16 bar			80.778.830	3.696	336.168.855	83.617.834	3.696	346.255.794	86.266.299	3.712	355.323.256	86.755.741	3.721	356.926.415
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	10.760	57	128.084	11.227	57	133.163	11.586	57	137.309	11.654	57	138.099
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		1.648	36	12.196	1.714	36	12.515	1.769	36	12.874	1.779	36	12.941
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		6.399	76	52.988	6.609	76	54.722	6.820	76	56.469	6.860	77	56.803
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		57.037	340	435.954	58.833	340	455.412	60.712	341	469.845	61.072	342	472.600
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		616.282	729	4.507.099	635.159	729	4.689.363	655.451	732	4.837.385	659.329	734	4.865.626
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2.297.298	816	14.880.418	2.373.016	816	15.480.146	2.448.829	819	15.963.430	2.463.317	821	16.055.498
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		6.056.791	674	32.542.922	6.279.808	674	33.495.288	6.480.434	677	34.372.770	6.518.776	679	34.535.463
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		13.232.486	536	61.135.911	13.737.656	536	63.340.061	14.174.510	538	64.971.227	14.256.516	540	65.252.731
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		21.421.075	277	88.406.091	22.204.600	277	91.237.036	22.913.987	278	93.627.188	23.049.558	279	94.070.344
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		27.392.236	142	102.545.001	28.275.973	142	105.380.583	29.158.422	143	108.059.532	29.311.844	143	108.495.762
RL.11	C > 500.000.000		9.686.819	13	31.522.192	10.033.239	13	31.977.507	10.353.779	13	32.815.227	10.415.037	13	32.970.548

PÚBLICA

	Año Gas 2023			Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026			
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
<4 bar	69.005.174	7.827.670	516.169.201	69.307.242	7.863.596	518.214.078	69.341.874	7.897.626	517.963.336	69.291.580	7.929.933	517.138.384	
RL.1	C ≤ 5.000	10.376.320	4.471.950	77.395.990	10.410.941	4.482.769	77.654.223	10.325.222	4.502.136	77.014.851	10.237.571	4.520.423	76.361.076
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	22.160.444	2.914.907	184.708.100	22.340.063	2.936.879	186.205.233	22.156.125	2.949.568	184.672.099	21.968.043	2.961.548	183.104.428
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	6.784.983	368.810	53.608.569	6.818.437	371.558	53.873.430	6.762.296	373.164	53.429.860	6.704.892	374.679	52.976.297
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	6.456.436	49.011	45.536.842	6.439.101	49.267	45.414.577	6.517.144	49.518	45.965.013	6.578.388	49.875	46.396.962
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	11.924.125	20.165	93.608.093	11.896.980	20.282	93.394.999	12.041.174	20.385	94.526.969	12.154.329	20.532	95.415.271
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	5.243.190	2.325	32.141.380	5.231.014	2.336	32.085.109	5.294.415	2.348	32.473.988	5.344.169	2.365	32.779.157
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.088.693	383	15.530.824	3.130.282	385	15.799.651	3.168.222	387	15.956.678	3.197.995	390	16.076.638
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.679.428	113	12.471.785	2.743.984	114	12.611.041	2.777.242	114	12.736.377	2.803.341	115	12.832.128
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	291.555	5	1.167.619	296.441	5	1.175.815	300.034	5	1.187.501	302.853	5	1.196.428
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	356.595.156	7.831.662	1.753.600.262	322.572.754	7.867.588	1.588.314.093	309.674.358	7.901.636	1.534.244.305	294.581.078	7.933.953	1.466.190.135	
PLANTA SATÉLITE < 4 bar	1.322.430	167.196	8.938.324	1.345.544	169.390	9.107.597	1.369.036	171.548	9.235.215	1.382.005	173.672	9.304.678	
RL.1	C ≤ 5.000	205.116	110.959	1.415.550	206.533	111.726	1.425.330	206.543	113.145	1.425.395	206.476	114.541	1.424.937
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	349.307	46.204	2.892.245	358.712	47.448	2.970.118	358.728	48.051	2.970.254	358.613	48.644	2.969.300
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	157.996	8.803	1.190.249	160.897	8.965	1.212.101	160.904	9.079	1.212.156	160.852	9.191	1.211.767
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	140.814	934	874.470	143.447	952	890.824	148.880	968	924.562	151.938	987	943.549
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	165.395	220	980.256	168.343	224	997.733	174.719	228	1.035.520	178.307	232	1.056.786
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	141.615	56	827.178	145.398	57	849.273	150.904	58	881.438	154.003	59	899.539
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	82.703	12	501.644	82.491	12	505.178	85.615	12	520.867	87.374	13	529.424
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	79.484	7	256.732	79.723	7	257.040	82.742	7	265.022	84.441	7	269.376
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL.11	C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	9.467.100			9.894.879			9.804.183			10.343.992			
CONEXIONES INTERNACIONALES	52.239.434		343.390.588	36.124.476		229.194.856	35.409.911		225.957.257	34.413.020		220.063.289	
CI Tarifa	5.343.572		29.711.508	3.187.303		17.386.388	3.163.234		17.302.369	3.100.950		16.961.686	
VIP Pirineos	35.940.863		259.262.174	22.529.923		161.766.491	22.359.789		160.984.764	21.919.526		157.814.984	
VIP Ibérico	10.955.000		54.416.906	10.407.250		50.041.977	9.886.888		47.670.125	9.392.543		45.286.618	
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	1.860.674		11.866.983	1.862.649		11.878.854	1.865.933		11.899.796	1.866.194		11.901.460	
PR Barcelona	305.156		1.946.220	305.156		1.946.101	305.156		1.946.101	305.156		1.946.101	
PR Cartagena	342.966		2.187.363	342.966		2.187.230	342.966		2.187.230	342.966		2.187.230	
PR Huelva	360.081		2.296.520	360.081		2.296.380	360.081		2.296.380	360.081		2.296.380	
PR Bilbao	394.422		2.515.541	394.422		2.515.388	394.422		2.515.388	394.422		2.515.388	
PR Sagunto	307.443		1.960.805	307.443		1.960.685	307.443		1.960.685	307.443		1.960.685	
PR Mugarbos	150.606		960.534	150.606		960.476	150.606		960.476	150.606		960.476	
PR Musel	0		0	1.975		12.594	5.259		33.536	5.520		35.201	
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	10.666.060		49.400.891	7.421.378		31.900.677	5.795.541		24.912.045	7.548.745		32.448.164	
Serrablo	1.848.065		9.071.041	1.700.000		7.243.144	1.327.573		5.656.354	1.729.176		7.367.452	
Gaviota	6.505.753		30.039.132	3.364.000		14.597.309	2.627.033		11.399.407	3.421.734		14.847.831	
Yela	1.974.252		8.780.418	2.300.000		9.808.279	1.796.128		7.659.533	2.339.473		9.976.611	
Marismas	337.990		1.510.300	57.378		251.946	44.808		196.751	58.363		256.270	
TOTAL SISTEMA	432.150.854	7.998.857	2.167.197.047	379.221.682	8.036.978	1.870.396.077	363.918.962	8.073.183	1.806.248.617	350.135.034	8.107.625	1.739.907.726	

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro I.50 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2023 a 2026

		Año Gas 2023	Año Gas 2024	Año Gas 2025	Año Gas 2026
Descarga de Buques					
Numero Barcos		371	324	305	291
≤ 40.000 m ³ de GNL	nº	1	1	1	1
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		8	7	7	6
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		166	145	136	130
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		196	171	161	154
T > 216.000 m ³ de GNL		0	0	0	0
Volumen (MWh)		345.868.625	301.179.040	283.327.939	271.512.180
≤ 40.000 m ³ de GNL	(MWh)	229.368	199.732	187.893	180.058
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		3.702.081	3.223.736	3.032.663	2.906.190
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		131.266.836	114.305.886	107.530.892	103.046.481
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		210.670.341	183.449.687	172.576.490	165.379.451
T > 216.000 m ³ de GNL		0	0	0	0
Tiempo medio operación de descarga (horas)		22	22	22	22
≤ 40.000 m ³ de GNL	(horas)	12	12	12	12
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		17	17	17	17
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		20	20	20	20
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		23	23	23	23
T > 216.000 m ³ de GNL		23	23	23	23
Regasificación					
Capacidad equivalente	(MWh/día)	1.134.378	956.648	890.411	848.423
Volumen	(MWh)	305.067.700	259.384.398	241.424.927	230.040.271
Carga en cisterna					
Capacidad equivalente	(MWh/día)	55.826	58.031	59.671	60.452
Número	nº	39.803	41.499	42.671	43.230
Volumen	(MWh)	11.438.047	11.925.187	12.262.184	12.422.710
Tiempo medio carga	(horas)	45.260,5	47.188,1	48.521,6	49.156,8
Trasvase de planta a buque					
Numero Barcos	nº	150	153	152	149
Volumen	(MWh)	31.157.999	31.730.130	31.501.502	30.909.873
Tiempo medio carga	(horas)	3.236,9	3.296,3	3.272,6	3.211,1
Trasvase de buque a buque					
Numero Barcos	nº	0	0	0	0
Volumen	(MWh)	0	0	0	0
Puesta en frío					
Numero Barcos	nº	8	0	0	0
Volumen	(MWh)	65.553	0	0	0
Tiempo medio carga	(horas)	181,9	0,0	0,0	0,0
Almacenamiento de GNL					
Capacidad equivalente	(MWh/día)	23.147.427	20.322.057	21.429.161	18.320.285
Volumen	(MWh)	5.165.381.746	5.032.084.230	4.733.828.924	4.536.411.816
Licuefacción Virtual					
Capacidad equivalente	(MWh/día)	12.819	11.868	11.868	11.868
Volumen	(MWh)	1.860.674	1.860.674	1.860.674	1.860.674

Fuente: CNMC