

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 Y HASTA EL FINAL DEL PERIODO REGULATORIO

RAP/DE/019/21

19 de mayo de 2022

www.cnmc.es

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 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.....	10
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.....	18
2.1.3. Demanda nacional.....	37
2.2. Previsión de demanda 2023	39
2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica	39
2.2.2. Previsión de demanda convencional.....	43
2.2.3. Demanda nacional.....	59
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	76
2.4.1. Regasificación	77
2.4.2. Carga en cisternas.....	77
2.4.3. Descarga de buques	77
2.4.4. Trasvase de planta a buque / trasvase buque a buque / puestas en frío	78
2.4.5. Licuefacción virtual	78
2.4.6. Almacenamiento de GNL	78

2.5. Escenario previsto para el periodo comprendido entre los años de gas 2024 al 2026.....	80
--	-----------

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2022.....	11
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.....	14
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	16
Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2022.....	18
Cuadro I.5. Previsión de la demanda convencional (excluidos ciclos combinados y centrales térmicas)	19
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	21
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.....	25
Cuadro I.8. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar	30
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.....	32
Cuadro I.10. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar	35

Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022	36
Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022.....	37
Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 desagregado por grupo tarifario.	38
Cuadro I.14. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2023	39
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	41
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.....	42
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	43
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.....	44
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.....	49
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	54
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.....	55

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	57
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.....	68
Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2022.....	70
Cuadro I.33. Previsión del GTS y de las empresas transportistas de las exportaciones para el año de gas 2023.....	71
Cuadro I.34. Previsión de la CNMC de exportaciones para el año de gas 2023.....	71
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	74
Cuadro I.36. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2022 con multiplicadores vigentes.....	75
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.....	75

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	76
Cuadro I.39 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes.....	79
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.....	79
Cuadro I.41 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2022 y 2023	80
Cuadro I.42 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2022-2026.....	81
Cuadro I.43 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2022-2026.....	82
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.....	86
Cuadro I.45 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2022 – 2026	87
Cuadro I.46 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2022-2026.....	90
Cuadro I.47 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2022 a 2026	91
Cuadro I.48 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2022 a 2026.....	93

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica peninsular	12
Gráfico I.2. Tasa de variación de la demanda de gas natural destinada a generación eléctrica balear.....	13
Gráfico I.3 Consumo 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.....	23
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.....	27
Gráfico I.5. Variación sobre el mismo mes del año anterior, y media móvil de 12 meses de la demanda industrial.	34
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.	47
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.....	51
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	85

ANEXO I. VARIABLES DE FACTURACIÓN PREVISTAS PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022, EL AÑO DE GAS 2023 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 2022 y el año de gas 2023, 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 2022 y 2023. 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 a lo establecido en el artículo 38 de la Circular 6/2020¹, el pasado 10 de diciembre de 2021 el Gestor Técnico del Sistema, las empresas transportistas, las empresas distribuidoras y las empresas propietarias de instalaciones de regasificación remitieron a la CNMC la información establecida en dicho artículo.

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

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 2022 y 2023 presenta incertidumbres adicionales por diversos motivos.

En primer lugar, la nueva estructura de peajes es de aplicación desde el 1 de octubre de 2021, lo que determina, por una parte, la necesidad de convertir la información histórica a la nueva estructura y, por otra parte, que no se disponga de un periodo de tiempo lo suficientemente extenso para analizar los cambios que dicha Circular pudiera estar introduciendo en el comportamiento de los consumidores.

En segundo lugar, tanto la disposición adicional quinta del Real decreto-ley 29/2021, de 21 de diciembre² como la disposición adicional tercera del Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo³, han introducido diversas medidas de flexibilización de contratos de suministro de gas natural. En particular, dichos reales decreto-ley permiten la modificación del caudal diario contratado en los puntos de salida, puntos de entrada o de carga de cisternas, la aplicación de un peaje correspondiente a un consumo anual inferior y la suspensión temporal de suministro. No se dispone a la fecha de elaboración de la presente resolución de

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

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

la información necesaria para valorar el impacto de dichas medidas sobre la liquidación de las actividades reguladas de dicho ejercicio.

Finalmente, la escalada de precios del gas natural en los mercados internacionales y la guerra en Ucrania han introducido elementos adicionales de incertidumbre sobre el funcionamiento del sector de gas natural en los años de gas 2022 y 2023 y, en consecuencia, sobre las variables de facturación, de difícil cuantificación en el momento de elaboración de la presente resolución.

2. PREVISIÓN DE LAS VARIABLES DE FACTURACIÓN PARA EL CIERRE DEL AÑO DE GAS 2022 Y PARA EL AÑO DE GAS 2023

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 2022 y para el año de gas 2023.

La previsión se ha realizado considerando la estructura de peajes de la Circular 6/2020, teniendo en cuenta tanto la información disponible en la base de datos de liquidaciones, como la información disponible en la plataforma de contratación SL-ATR y la información proporcionada por las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2021, desagregada por grupo tarifario y tipo de contrato.

2.1. Previsión de demanda para el cierre del año de gas 2022

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 2022, remitida 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 la demanda destinada a generación eléctrica se incrementará un 23,2% sobre la registrada en el año de gas 2021, mientras que las empresas estiman que se incrementará un 8,6%. Cabe señalar que según las previsiones del GTS el aumento de la demanda de las instalaciones de generación es similar en los sistemas peninsular y balear, mientras que las empresas estiman que la demanda de las instalaciones de generación eléctrica extrapeninsulares permanecerá igual que en el año de gas 2021.

PÚBLICA

Cuadro I.1 Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2022

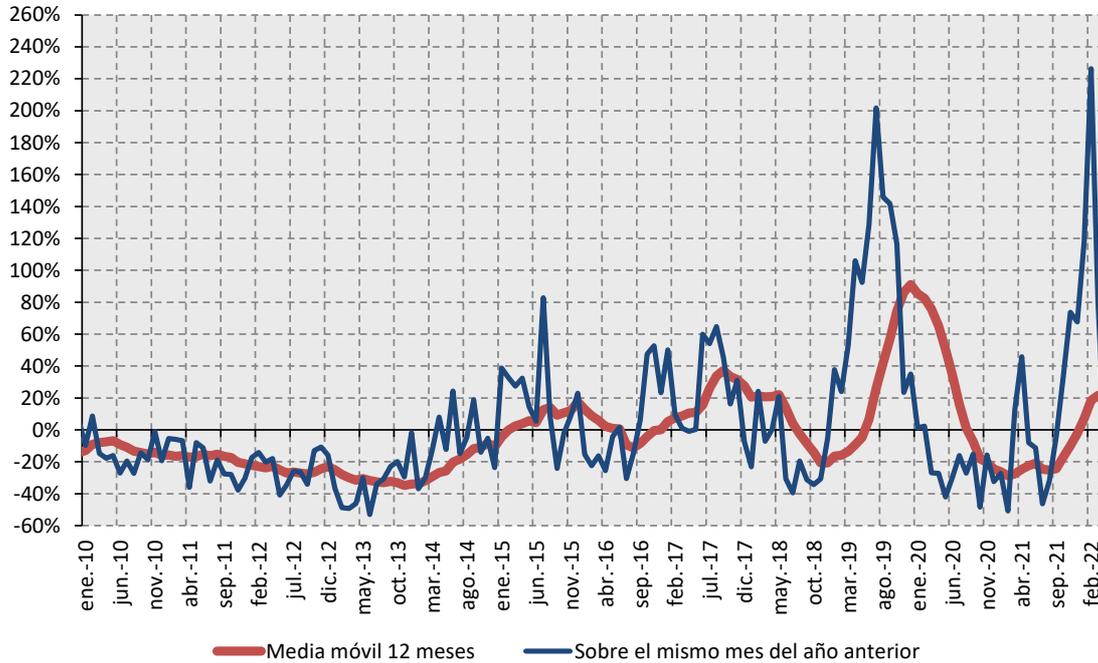
Volumen (MWh)	Año Gas 2021 (A)	Previsión Año Gas 2022 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
<i>P > 60 bar</i>	70.145.829	86.056.466	76.910.492	22,7%	9,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	217.328	265.141	205.947	22,0%	-5,2%
TOTAL	70.363.158	86.321.606	77.116.438	22,7%	9,6%
Sistemas Extrapeninsulares					
<i>P > 60 bar</i>	8.153.419	10.420.192	8.153.419	27,8%	0,0%
TOTAL	8.153.419	10.420.192	8.153.419	27,8%	0,0%
Total					
<i>P > 60 bar</i>	78.299.249	96.476.657	85.063.911	23,2%	8,6%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	217.328	265.141	205.947	22,0%	-5,2%
TOTAL	78.516.577	96.741.798	85.269.858	23,2%	8,6%

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

En el Gráfico I.1 se muestra la tasa de variación de la demanda destinada a generación eléctrica peninsular entre enero de 2010 y abril de 2022. Se observa que la media móvil de 12 meses registra una tendencia creciente desde septiembre de 2021. En abril de 2022 la media móvil de 12 meses registró una tasa del 17,9%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue del +81,0%.

La evolución de la demanda destinada a la generación eléctrica mediante gas natural en el sistema peninsular está motivada por el aumento del hueco térmico, resultado de la recuperación de la demanda de generación eléctrica como consecuencia de la recuperación de la crisis provocada por la COVID-19 y de la reducción de la producción hidráulica, parcialmente compensado por el aumento del resto de producción RECORE.

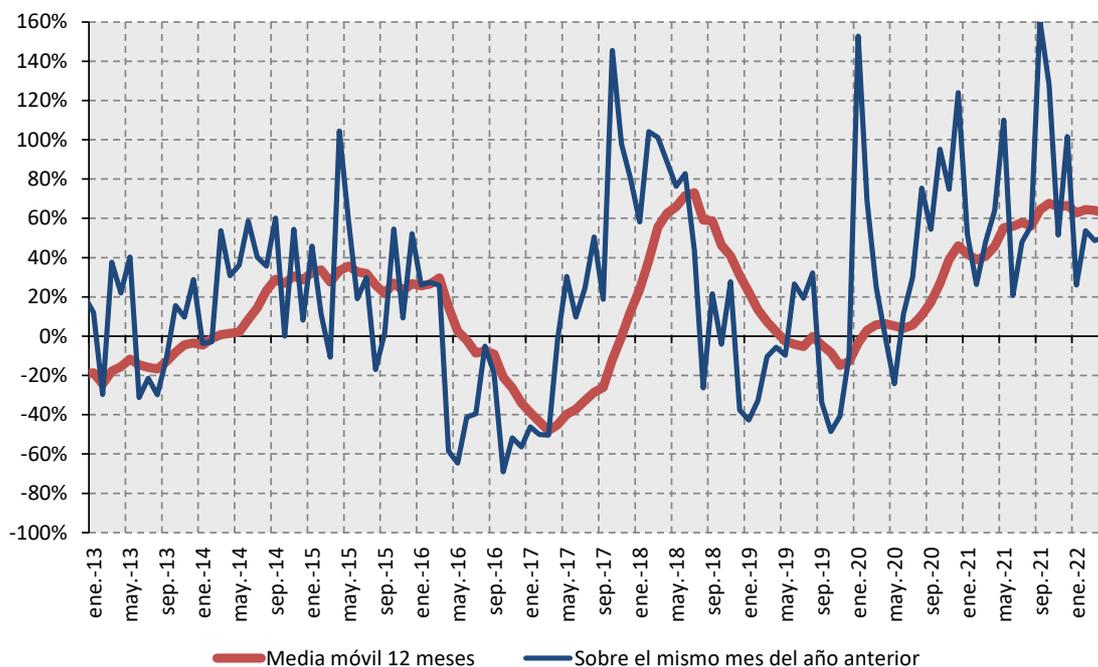
Gráfico I.1 Tasa de variación de la demanda de gas natural destina a generación eléctrica peninsular



Fuente: GTS

Por el contrario, en el sistema balear la media móvil de 12 meses a abril de 2022 registró una variación del +62,8%, mientras que la tasa acumulada por año de gas fue de +43,2% (Véase Gráfico I.2). Dicha evolución está principalmente motivada por la reducción de la producción con carbón y por el menor funcionamiento del enlace peninsular.

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



Fuente: GTS

En línea con la previsión de los distintos agentes, la evolución registrada en los últimos meses y la reserva hídrica actual⁴, se estima que la demanda destinada a la generación eléctrica prevista para el cierre del año de gas 2022 alcanzará 110,7 TWh, de los cuales 100,4 TWh se corresponden al sistema peninsular y 10,3 TWh al sistema balear.

Se indica que la previsión de la demanda de gas destinada a la generación eléctrica se ha determinado considerando el consumo real registrado entre octubre de 2021 y abril de 2022 y las últimas previsiones del GTS para los próximos doce meses⁵ de 30 de marzo de 2022.

⁴ Según el Boletín Hidrológico semanal publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de 22 de febrero de 2022 (<http://portal.miteco.gob.es/BoleHWeb/>), la reserva hídrica española está al 44,3 por ciento de su capacidad total, y por debajo de la media de los últimos 10 años (30%).

⁵ Información disponible en https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/Prevision_demanda_proximo_anio

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

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

Volumen (MWh)	Año Gas 2021 (A)	Previsión Año Gas 2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
---------------	---------------------	----------------------------------	------------------------------

Sistema Peninsular

<i>P > 60 bar</i>	70.145.829	100.126.108	42,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	217.328	310.214	42,7%
TOTAL	70.363.158	100.436.323	42,7%

Sistemas Extrapeninsulares

<i>P > 60 bar</i>	8.153.419	10.282.000	26,1%
TOTAL	8.153.419	10.282.000	26,1%

Total

<i>P > 60 bar</i>	78.299.249	110.408.108	41,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	217.328	310.214	42,7%
TOTAL	78.516.577	110.718.323	41,0%

Fuente: CNMC

Respecto a la previsión de capacidad contratada equivalente⁶ de las centrales de generación eléctrica, se indica que se dispone de dos fuentes de información.

⁶ Véase artículo 4 de la Circular 6/2020 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

Por una parte, la previsión del GTS, que a su vez se ha elaborado a partir de la información que previamente le han proporcionado las empresas gasistas a éste, y por otra parte 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 para el cierre del año de gas 2022 se reducirá en torno al 1,2% respecto de la registrada en el año de gas 2021, mientras que según la previsión del GTS se incrementará un 21,4%⁷ (véase Cuadro I.3).

los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural.
(<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-8556>)

⁷ Se indica que la previsión del GTS podría estar sobreestimada al considerar los multiplicadores de corto plazo de 2021.

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

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2021 (A)	Previsión Capacidad contratada equivalente Año de Gas 2022 (B)		Tasa de variación (B) respecto (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular					
<i>P > 60 bar</i>	399.016.338	486.799.933	395.875.287	22,0%	-0,8%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	862.230	1.051.920	670.000	22,0%	-22,3%
TOTAL	399.878.568	487.851.853	396.545.287	22,0%	-0,8%
Sistemas Extrapeninsulares					
<i>P > 60 bar</i>	65.941.600	77.864.355	63.823.242	18,1%	-3,2%
TOTAL	65.941.600	77.864.355	63.823.242	18,1%	-3,2%
Total					
<i>P > 60 bar</i>	464.957.938	564.664.288	459.698.529	21,4%	-1,1%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	862.230	1.051.920	670.000	22,0%	-22,3%
TOTAL	465.820.168	565.716.208	460.368.529	21,4%	-1,2%

Fuente: GTS y empresas

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 equivalente para el cierre del año de gas 2022 la resultante de considerar las siguientes hipótesis:

- La capacidad contratada por las instalaciones de producción situadas en la península se ha estimado considerando (i) la demanda prevista de generación eléctrica para 2022, (ii) un factor de carga del 73%, superior al registrado en el año de gas 2021 (63%), consecuencia de la evolución registrada durante los últimos meses, y (iii) la evolución de la capacidad contratada durante los últimos meses hasta enero de 2022 según la información disponible en el SL-ATR.

- La capacidad contratada equivalente se ha calculado distribuyendo los contratos en productos de corto plazo considerando la última información disponible a enero de 2022, lo que implica un 62% de contratos anuales, un 2% trimestrales, un 14% mensual, un 19% diarios y un 3% intradiarios.
- Como resultado de lo anterior, se estima que la capacidad contratada equivalente de las instalaciones de generación peninsulares conectadas a presión superior a 60 bar, se incrementa un 18% sobre la capacidad contratada equivalente del año de gas 2021 justificado por el incremento de la demanda, parcialmente compensado por el incremento del factor de carga y la disminución de los multiplicadores aplicables a los contratados de corto plazo. Respecto a la capacidad contratada equivalente de las instalaciones de producción conectadas a presión entre 4 y 16 bar se prevé un incremento del 43,9% sobre la del año de gas 2021, consecuencia de un incremento tanto del funcionamiento como de la utilización de productos de corto plazo.
- La capacidad contratada equivalente por las instalaciones de producción situadas en las Islas Baleares se corresponde con la capacidad contratada en el año de gas 2021, según la información disponible en la base de datos de liquidaciones, abasteciéndose únicamente mediante contratos de duración indefinida.

En el Cuadro I.4 se detalla la previsión de la CNMC para el cierre del año de gas 2022 de la capacidad contratada por este tipo de instalaciones. Cabe señalar que la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2022 es un 15,5% superior a la registrada en el año de gas 2021 y un 16,8% superior a la prevista por las empresas transportistas y distribuidoras, pero un 4,9% inferior a la prevista por el GTS.

Cuadro I.4. Previsión de capacidad contratada equivalente de generación eléctrica prevista por la CNMC para el cierre del año de gas 2022

Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Año Gas 2021 (A)	Previsión Año Gas 2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	399.016.338	470.666.832	18,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	862.230	1.240.349	43,9%
TOTAL	399.878.568	471.907.182	18,0%
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>	464.957.938	536.608.432	15,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	862.230	1.240.349	43,9%
TOTAL	465.820.168	537.848.782	15,5%

Fuente: Empresas y CNMC

2.1.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.5 se compara la previsión de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) prevista por el GTS y las empresas gasistas para el cierre del año de gas 2022.

Se observa que el GTS prevé incrementos en la demanda de los consumidores conectados en redes de presión superior a 4 bar (del 0,3%) y de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar (0,1%), mientras que las empresas prevén una reducción de la demanda para los consumidores conectados en redes de presión superiores a 4 bar (1,4%) y un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión inferior o igual 4 bar (1,4%).

Como resultado de lo anterior, el GTS estima que la demanda prevista para el cierre del año de gas 2022, excluyendo los suministros de GNL directo al cliente final, aumentará ligeramente, un 0,2% sobre la registrada en el año de gas 2021, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda convencional disminuirá un 0,6%.

Cabe señalar que la principal diferencia entre ambas previsiones se registra en la demanda de los consumidores conectados a niveles de presión superior a 60 bar. En concreto, mientras que el GTS estima que la demanda de este colectivo se incrementará un 1,1% respecto de la del año de gas 2021, las empresas transportistas estiman que disminuirá un 1,3%.

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

	Demanda (MWh)			Tasa de variación s/ Año Gas 2021	
	Año Gas 2021	Año Gas 2022 (GTS)	Año Gas 2022 (Empresas)	Año Gas 2022 (GTS)	Año Gas 2022 (Empresas)
<i>P > 60 bar</i>	70.000.736	70.745.022	69.075.035	1,1%	-1,3%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.964.329	34.981.200	34.026.423	0,0%	-2,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	97.747.800	97.604.035	96.753.923	-0,1%	-1,0%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.945.522	71.004.439	71.912.688	0,1%	1,4%
TOTAL	273.658.388	274.334.697	271.768.070	0,2%	-0,7%
<i>Suministro GNL directo a cliente final</i>	11.113.757	13.564.412	11.222.483	22,1%	1,0%
TOTAL	284.772.145	287.899.109	282.990.552	1,1%	-0,6%

Fuente: GTS y empresas

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.6 se compara, para los consumidores abastecidos desde la red de transporte-distribución a presión inferior o igual a 4 bar las previsiones del número de clientes y su energía consumida para el GTS y las empresas distribuidoras para el año de gas 2022, con la información remitida para las empresas gasistas para el año 2021, y con la información disponible en SIFCO para el año de gas 2020 una vez convertida a la estructura de la Circular 6/2020.

Respecto del número de clientes las previsiones del GTS suponen una disminución de los suministros para el año de gas 2022 de un 0,1%, mientras que las empresas prevén un incremento del 0,7%. En cuanto a la distribución de estos incrementos por grupo tarifario, las empresas prevén mayores incrementos para RL.2, RL.3 y RL.4, mientras que para el GTS las expectativas de crecimiento para el GTS se concentran en el RL.2, RL.5 y RL.6.

Respecto de la demanda, las previsiones de las empresas suponen incrementos de demanda de la demanda respecto de la registrada en el año de gas 2021 de un 1,3% mientras que las del GTS una reducción del 0,4%. En relación con los grupos tarifarios de menor tamaño que no tienen la obligación de contratar capacidad, el GTS prevé reducciones de demanda en los grupos tarifarios RL.4 y RL.6, mientras que las empresas estiman crecimientos para todos los grupos tarifarios salvo el RL.1. Respecto a los grupos tarifarios de mayor tamaño el GTS prevé reducciones en todos los grupos, mientras que las empresas prevén reducciones para el RL.7 y RL.9 e incrementos para el RL.8.

Como resultado de sus respectivas previsiones, el GTS estima que el tamaño medio de los consumidores se reducirá, en términos medios, un 0,3% respecto del tamaño medio registrado en el año de gas 2021, mientras que las empresas estiman que el tamaño medio de los consumidores aumentará, en términos medios, el 0,6%. Cabe señalar que, por grupo tarifario, las previsiones de las empresas arrojan disminuciones de los tamaños medios RL.1, RL.2, RL.3 y RL.7 e incrementos para RL.4, RL.5, RL.6 y RL.8, mientras que por el contrario las previsiones del GTS implican incrementos de los tamaños medios de RL.1, RL.2, RL.3 y RL.4 y, reducciones del resto.

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

SIFCO		Empresas		Previsión cierre Año Gas 2022		Tasas de variación sobre Año Gas 2021	
Año Gas 2020	Año Gas 2021	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº clientes

P < 4 bar	7.774.359	7.811.610	7.805.889	7.869.269	-0,1%	0,7%
RL.1	4.503.856	4.588.905	4.584.476	4.554.033	-0,1%	-0,8%
RL.2	2.801.519	2.769.759	2.773.525	2.853.143	0,1%	3,0%
RL.3	392.518	377.178	372.149	384.709	-1,3%	2,0%
RL.4	54.898	54.110	53.507	55.661	-1,1%	2,9%
RL.5	19.593	19.726	20.043	19.837	1,6%	0,6%
RL.6	1.452	1.372	1.656	1.384	20,7%	0,8%
RL.7	425	440	420	378	-4,6%	-14,1%
RL.8	93	115	109	120	-5,6%	4,4%
RL.9	6	5	5	5	-14,7%	-0,5%
RL.10	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.11	0	0	0	0	0,0%	0,0%

B) Energía (MWh)

P < 4 bar	64.922.882	69.645.166	69.359.213	70.547.405	-0,4%	1,3%
RL.1	10.214.154	11.594.036	11.890.304	11.449.878	2,6%	-1,2%
RL.2	19.996.617	21.069.183	21.831.252	21.469.419	3,6%	1,9%
RL.3	7.226.925	7.189.275	7.225.552	7.268.474	0,5%	1,1%
RL.4	6.746.079	7.252.905	7.246.540	7.668.933	-0,1%	5,7%
RL.5	11.401.618	12.701.007	12.795.338	12.944.178	0,7%	1,9%
RL.6	3.366.812	3.137.010	2.956.348	3.260.990	-5,8%	4,0%
RL.7	3.338.163	3.522.603	3.186.968	2.928.266	-9,5%	-16,9%
RL.8	2.258.573	2.815.028	1.944.943	3.194.864	-30,9%	13,5%
RL.9	373.942	364.120	281.969	362.403	-22,6%	-0,5%
RL.10	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.11	0	0	0	0	0,0%	0,0%

PÚBLICA

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

P < 4 bar	8.351	8.916	8.885	8.965	-0,3%	0,6%
RL.1	2.268	2.527	2.594	2.514	2,7%	-0,5%
RL.2	7.138	7.607	7.871	7.525	3,5%	-1,1%
RL.3	18.412	19.061	19.416	18.893	1,9%	-0,9%
RL.4	122.883	134.040	135.431	137.780	1,0%	2,8%
RL.5	581.916	643.873	638.395	652.528	-0,9%	1,3%
RL.6	2.318.967	2.286.221	1.785.411	2.357.041	-21,9%	3,1%
RL.7	7.861.969	8.008.636	7.591.794	7.753.843	-5,2%	-3,2%
RL.8	24.395.027	24.478.504	17.913.727	26.615.772	-26,8%	8,7%
RL.9	65.989.807	67.852.616	61.627.240	67.863.738	-9,2%	0,0%
RL.10						
RL.11						

Fuente: GTS, empresas y CNMC

En el Gráfico I.3 se comparan los tamaños medios previstos de los consumidores en los peajes RL.1 a RL.6 para el cierre del año de gas 2022 por el GTS y las empresas gasistas de este colectivo de consumidores, con los correspondientes valores de los años de gas 2018 y 2021, calculados de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la información aportada por las empresas, ubicando a los consumidores de acuerdo con la estructura de la Circular 6/2020.

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 el año 2018 como cálido, 2020 como extremadamente cálido y, los años 2019 y 2021 como muy cálidos. Adicionalmente, se indica que el invierno (diciembre-febrero) de 2017-2018 fue normal, pero muy próximo al frío, el de 2018-2019 y 2020-2021 fueron cálidos, 2019-2020 fue muy cálido.⁸

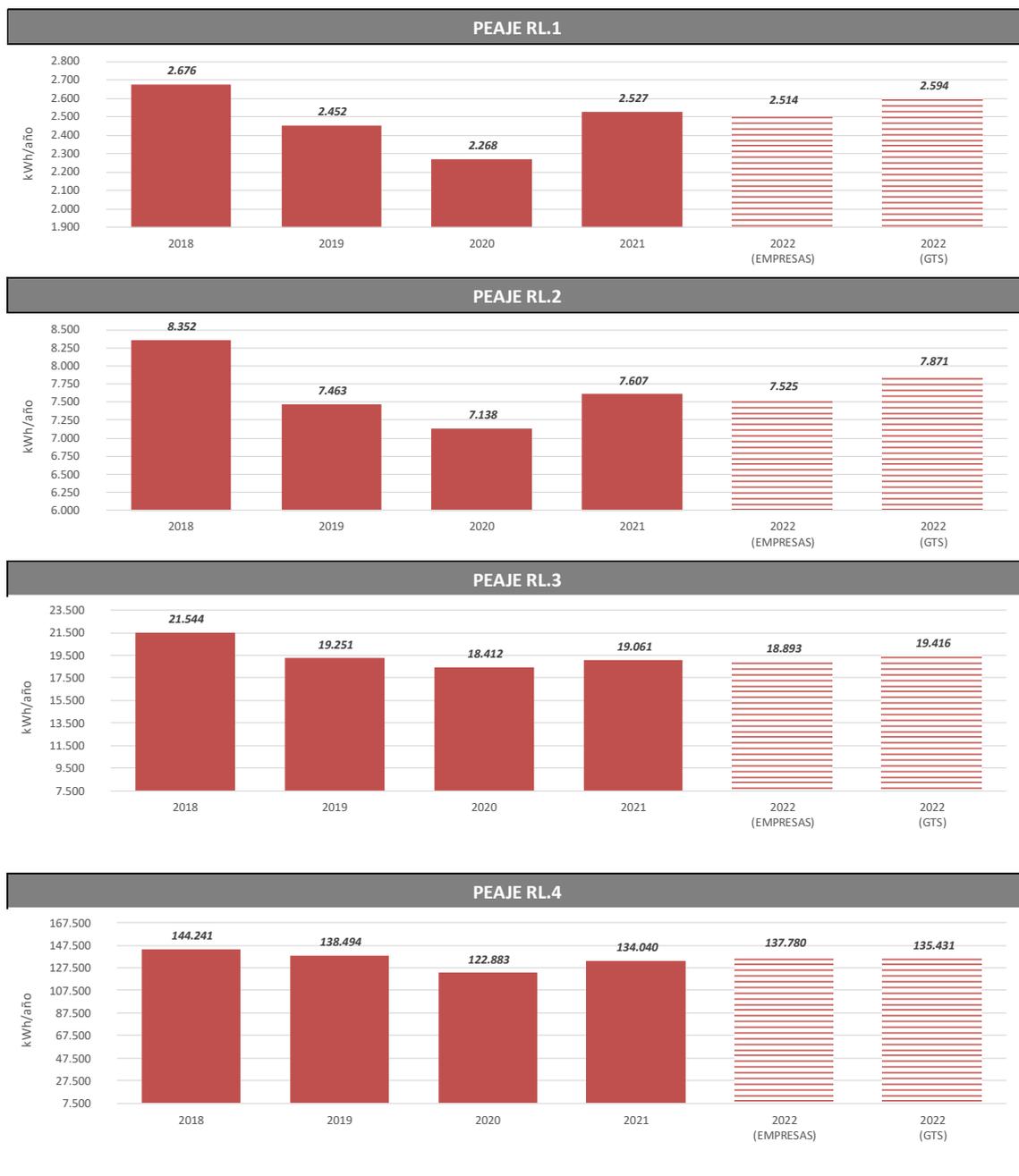
Se observa que, con carácter general, los tamaños medios previstos por el GTS para estos consumidores son ligeramente superiores al consumo promedio registrado en el periodo 2018 a 2021 con la excepción de los grupos tarifarios

⁸ Los resúmenes climatológicos están disponibles en:

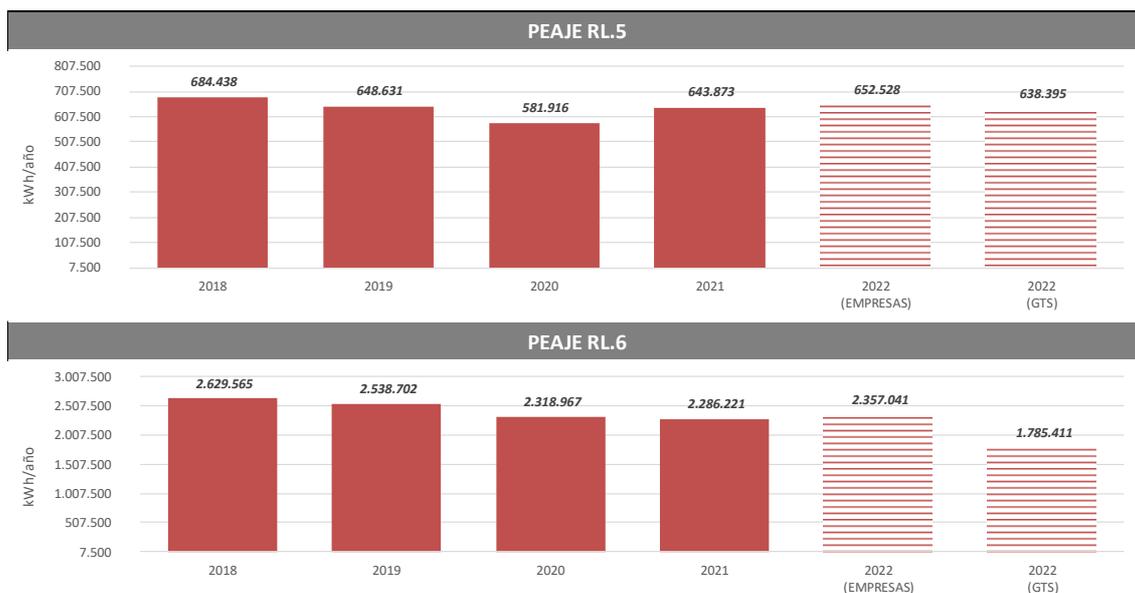
http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes?w=0&datos=0

RL3, RL.5 y RL.6, mientras que los tamaños previstos por las empresas son inferiores al consumo promedio registrado en dicho periodo, con la excepción del tamaño de los grupos RL.1, RL.4 y RL.5.

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.



PÚBLICA



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

Respecto de los consumidores abastecidos mediante planta satélite de distribución (véase Cuadro I.7), el GTS estima un crecimiento del número de suministros del 1,7% para el año de gas 2022, motivado, fundamentalmente, por el incremento del número de suministros del RL.1, RL.3 y RL.6. Las empresas por su parte prevén un aumento del número de suministros del 2,9%, con incrementos para todos los grupos tarifarios.

Respecto de la demanda prevista para este colectivo, el GTS estima aumentos para todos los consumidores excepto para el grupo RL.6, mientras que las empresas estiman incrementos de la demanda para todos los grupos tarifarios. Cabe destacar, que el incremento de demanda previsto para este colectivo para el año de gas 2022 (+26,5%), es muy superior al previsto por las empresas (+5,0%).

Como resultado de lo anterior, el GTS espera para el año de gas 2022 un incremento del tamaño medio de los clientes suministrados desde plantas satélites, con la excepción del grupo tarifario RL.6, mientras que según el escenario propuesto por las empresas distribuidoras los tamaños medios disminuyen para todos los grupos tarifarios con la excepción de RL.4, RL.6, RL.7 y RL.8.

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.

SIFCO		Empresas		Previsión cierre Año Gas 2022		Tasas de variación sobre Año Gas 2021	
Año Gas 2020	Año Gas 2021	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº clientes

P < 4 bar	162.797	162.522	165.300	167.165	1,7%	2,9%
RL.1	107.382	110.137	112.465	113.395	2,1%	3,0%
RL.2	44.748	41.946	41.671	43.016	-0,7%	2,6%
RL.3	9.350	9.060	9.815	9.310	8,3%	2,8%
RL.4	953	1.089	1.021	1.120	-6,2%	2,9%
RL.5	285	236	220	257	-6,5%	9,2%
RL.6	62	34	88	43	160,4%	27,5%
RL.7	12	17	15	18	-10,3%	7,1%
RL.8	4	5	5	5	-8,4%	0,0%
RL.9	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.10	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.11	0	0	0	0	0,0%	0,0%

B) Energía (MWh)

P < 4 bar	1.260.480	1.300.356	1.645.226	1.365.283	26,5%	5,0%
RL.1	225.685	238.767	251.532	243.749	5,3%	2,1%
RL.2	332.590	318.158	373.920	322.837	17,5%	1,5%
RL.3	169.847	159.633	191.036	163.172	19,7%	2,2%
RL.4	97.621	142.182	144.461	149.207	1,6%	4,9%
RL.5	140.267	134.189	233.124	145.166	73,7%	8,2%
RL.6	133.264	61.523	7.023	80.635	-88,6%	31,1%
RL.7	68.476	89.977	187.153	104.095	108,0%	15,7%
RL.8	92.730	155.928	256.977	156.422	64,8%	0,3%
RL.9	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.10	0	0	0	0	0,0%	0,0%
RL.11	0	0	0	0	0,0%	0,0%

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

P < 4 bar	7.743	8.001	9.953	8.167	24,4%	2,1%
RL.1	2.102	2.168	2.237	2.150	3,2%	-0,8%
RL.2	7.432	7.585	8.973	7.505	18,3%	-1,1%
RL.3	18.165	17.620	19.463	17.526	10,5%	-0,5%
RL.4	102.431	130.602	141.482	133.191	8,3%	2,0%
RL.5	491.974	569.521	1.057.898	564.261	85,8%	-0,9%
RL.6	2.138.637	1.819.832	79.781	1.871.347	-95,6%	2,8%
RL.7	5.611.764	5.305.238	12.296.259	5.730.487	131,8%	8,0%
RL.8	23.182.427	29.546.028	53.162.096	29.639.533	79,9%	0,3%
RL.9						
RL.10						
RL.11						

Fuente: GTS y empresas

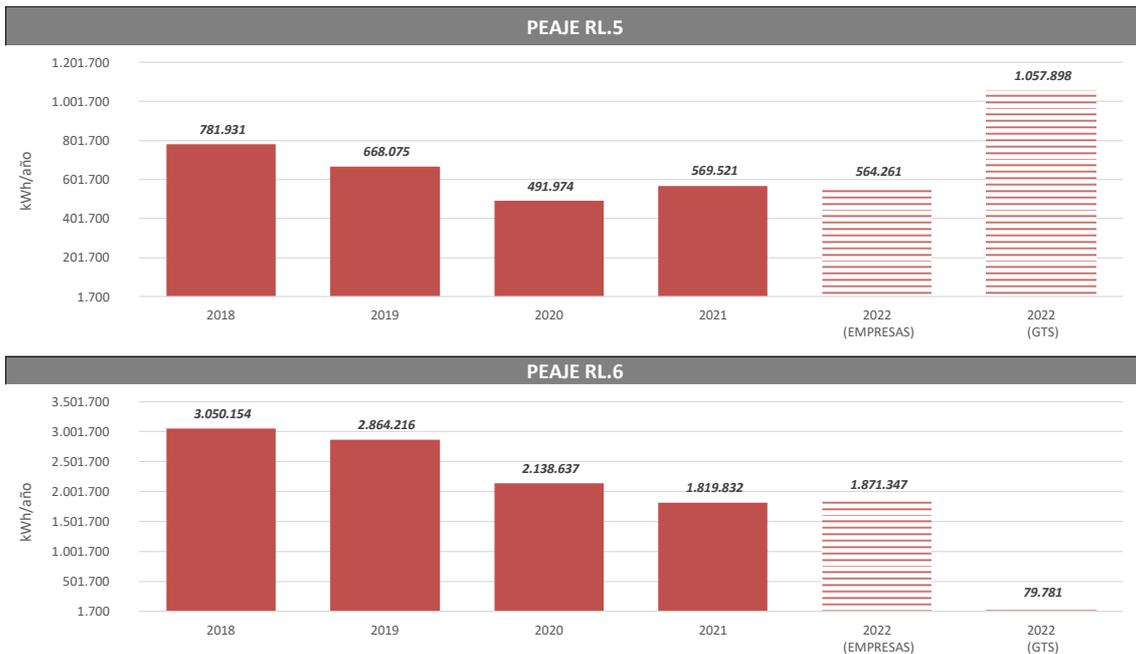
En el Gráfico I.4 se comparan los tamaños medios previstos para el cierre del año de gas 2022 por el GTS y las empresas gasistas de los consumidores abastecidos desde plantas satélite con los correspondientes valores de los años de gas 2018 y 2021, calculados de acuerdo con la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas y la información aportada por las empresas, ubicando a los consumidores de acuerdo con la estructura de la Circular 6/2020 para los grupos tarifarios RL.1 a RL.6.

Cabe señalar que, los tamaños medios previstos por las empresas son inferiores a los valores medios registrados en los años de gas 2018 a 2021 con la excepción del peaje RL.4. El GTS en cambio considera tamaños medios superiores al consumo promedio registrado en los años de gas 2018 a 2021 para RL.2, RL.3, RL.4 y RL.5.

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



PÚBLICA



Fuente: GTS y empresas

Teniendo en cuenta las discrepancias existentes entre las previsiones realizadas por los agentes, 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 como para los suministrados desde plantas satélite se ha considerado la captación de clientes que prevén las empresas.
- **Tamaños medios:** para los consumidores conectados a transporte-distribución y acogidos a los peajes RL.1 a RL.4 se ha estimado que los tamaños medios serán en torno a un 3% inferiores a los registrados en el año de gas 2021 a la vista de que las temperaturas registradas en los primeros meses del invierno son más cálidas que las registradas en el invierno del año de gas 2021 (diciembre 2020 fue considerado normal vs diciembre de 2021 que ha sido muy cálido y enero 2021 fue frío vs enero de 2022 que ha sido cálido). Para los consumidores acogidos a los peajes RL.5 y RL.6 se ha considerado el tamaño medio registrado en el año de gas 2021. Respecto a los tamaños medios de los consumidores suministrados desde planta satélite, se han tomado los valores previstos por las empresas.

PÚBLICA

Teniendo en cuenta lo anterior, se estima que el número de clientes conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar en los grupos RL.1 a RL.6 se incrementará en el año de gas 2022 un 0,8% (62.358 clientes), mientras que la demanda de dichos consumidores se reducirá un 0,6% (véase Cuadro I.8).

Para los consumidores de mayor tamaño con obligación de contratar capacidad (RL.7 y superior) se han considerado las previsiones de demanda de las empresas y unas tasas de crecimiento similares a las consideradas para la demanda industrial (véase epígrafe siguiente). En cuanto a la previsión de capacidad contratada equivalente se han considerado unos factores de carga similares a los del 2021 y que estos consumidores mantienen la misma estructura de contratación que la registrada en dicho año. En cuanto al número de clientes se han aplicado las tasas de crecimiento implícitas en las previsiones de las empresas, a los datos disponibles en la base de datos de liquidaciones del sector gasista para el año de gas 2021.

En consecuencia, para el conjunto de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar, si bien el número de clientes que se prevé se captará en 2022 es similar al de las empresas (62.327 vs 62.302 previsto por las empresas) y superior al previsto por el GTS (-2.943 clientes), la variación de la demanda prevista por la CNMC para el cierre del ejercicio (-1,5%) es inferior al previsto por las empresas distribuidoras (-1,2%) y superior al previsto por el GTS (-12,9%).

Cuadro I.8. Previsión CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión inferior o igual a 4 bar

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2021 (A)		Previsión cierre 2022 (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes	Volumen (MWh)	Clientes
I. Conectada a Plantas Satélite							
RL.1	C ≤ 5.000	238.767	110.137	243.749	113.395	2,1%	3,0%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	318.158	41.946	322.837	43.016	1,5%	2,6%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	159.633	9.060	163.172	9.310	2,2%	2,8%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	142.182	1.089	149.207	1.120	4,9%	2,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	134.189	236	145.166	257	8,2%	9,2%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	61.523	34	80.635	43	31,1%	27,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	89.977	17	74.796	18	-16,9%	7,1%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	155.928	5	151.746	5	-2,7%	0,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000						
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		1.300.356	162.522	1.331.308	167.165	2,4%	2,9%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución							
RL.1	C ≤ 5.000	11.594.036	4.588.905	11.160.753	4.554.033	-3,7%	-0,8%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.069.183	2.769.759	21.052.373	2.853.143	-0,1%	3,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.189.275	377.178	7.112.837	384.709	-1,1%	2,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.252.905	54.110	7.236.939	55.661	-0,2%	2,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.701.007	19.726	12.772.500	19.837	0,6%	0,6%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.137.010	1.372	3.163.009	1.384	0,8%	0,8%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.522.603	440	2.928.266	408	-16,9%	-7,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.815.028	115	2.739.516	115	-2,7%	0,1%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	364.120	5	362.403	5	-0,5%	-0,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		69.645.166	7.811.610	68.528.597	7.869.295	-1,6%	0,7%

PÚBLICA

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2021 (A)		Previsión cierre 2022 (B)		% variación (B) sobre (A)	
		Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes	Volumen (MWh)	Cientes
III. Total							
RL.1	C ≤ 5.000	11.832.802	4.699.042	11.404.502	4.667.428	-3,6%	-0,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.387.341	2.811.705	21.375.211	2.896.159	-0,1%	3,0%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.348.908	386.237	7.276.009	394.019	-1,0%	2,0%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.395.087	55.199	7.386.147	56.781	-0,1%	2,9%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.835.196	19.962	12.917.665	20.094	0,6%	0,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.198.533	1.406	3.243.644	1.427	1,4%	1,5%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.612.580	457	3.003.062	426	-16,9%	-6,7%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.970.956	120	2.891.261	120	-2,7%	0,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	364.120	5	362.403	5	-0,5%	-0,5%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000						
RL.11	C > 500.000.000						
TOTAL		70.945.522	7.974.132	69.859.905	8.036.459	-1,5%	0,8%

Fuente: CNMC

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

En el Cuadro I.9 se muestra las previsiones del GTS y de las empresas 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.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.

Datos Empresas	Año Gas 2021			Prevision cierre Año Gas 2022			Tasa de variación sobre Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	70.000.736	84	238.319.768	70.745.022	89	237.128.169	1,1%	6,0%	-0,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.964.329	159	123.063.594	34.981.200	159	122.448.276	0,0%	0,0%	-0,5%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	97.747.800	3.672	378.012.032	97.604.035	3.667	376.121.972	-0,1%	-0,2%	-0,5%
TOTAL	202.712.866	3.915	739.395.394	203.330.258	3.914	735.698.417	0,3%	0,0%	-0,5%

Empresas	Prevision cierre Año Gas 2022			Tasa de variación sobre Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Cientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.075.035	84	232.581.923	-1,3%	0,0%	-2,4%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.026.423	158	119.235.477	-2,7%	-0,7%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	96.753.923	3.685	372.257.209	-1,0%	0,3%	-1,5%
TOTAL	199.855.381	3.927	724.074.610	-1,4%	0,3%	-2,1%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Respecto de la demanda de este colectivo, el GTS estima que aumentará un 0,3% respecto de la registrada en el año de gas 2021, consecuencia de un incremento de la demanda de los consumidores conectados a presión superior a 60 bar (1,1%), un mantenimiento de la demanda de los consumidores conectados a presión comprendida entre 16 y 60 bar, y una reducción (0,1%) de la demanda de los consumidores conectados entre 4 y 16 bar. Por su parte, las empresas transportistas y distribuidoras estiman que la demanda de estos consumidores se reducirá un 1,4%, consecuencia de una reducción de la

PÚBLICA

demanda de todos los niveles de presión (presión > 60 bar -1,3%, presión 16-60 bar, -2,7% y presión 4-16 bar -1,0%).

Por lo que respecta a la capacidad contratada equivalente, tanto el GTS como las empresas prevén una reducción de la capacidad de todos los niveles de presión, si bien discrepan sobre su valor (el GTS en media un 0,5% y las empresas un 2,1%). En particular, según las previsiones de las empresas, la capacidad contratada equivalente de los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar se reducirá un 2,4%, la de los consumidores conectados a redes de presión comprendida entre 16 y 60 bar un 3,1% y la de los consumidores conectados a presión entre 4 y 16 bar un 1,5%, mientras que el GTS estima que la capacidad se reducirá un 0,5% en todos los niveles de presión.

En el Gráfico I.5 se muestra la evolución de la media móvil de 12 meses y la variación sobre el mismo mes del año anterior de la demanda industrial transportada hasta febrero de 2022 según la información que publica el GTS. Se observa que desde junio de 2021 la media móvil de 12 meses presenta datos positivos consecuencia de la recuperación de la actividad tras la crisis provocada por la COVID-19. No obstante la tasa acumulada durante el año de gas a febrero de 2022 se sitúa en el -3,5%, lo que podría determinar una moderación del ritmo de crecimiento registrado en los últimos meses.

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



Fuente: GTS

Teniendo en cuenta, las previsiones aportadas por el GTS, las empresas, la mayor eficiencia en la contratación que se viene registrando durante los últimos meses, los multiplicadores de corto plazo de 2022, la previsión para el cierre del año de gas 2022 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 2022 se han considerado las tasas de variación por nivel de presión previstas por las empresas, que se han desagregado por grupo tarifario teniendo en cuenta la información aportada por las empresas para el ejercicio 2021.

La capacidad contratada para los consumidores industriales se ha estimado suponiendo unos factores de carga similares a los del año de gas 2021. Finalmente, la capacidad contratada equivalente se ha estimado considerando que este colectivo de consumidores mantiene la estructura de contratación de productos de corto plazo registrada en 2021, lo que implica considerar que el 98,8% de la capacidad contratada se corresponde a contratos anuales o

PÚBLICA

indefinidos, el 0,1% trimestrales, el 0,9% mensuales, un 0,2% diarios y un 0,0% intradiarios.

Como previsión del número de consumidores, se ha considerado el valor aportado por las empresas transportistas y distribuidoras.

Como consecuencia de lo anterior, se estima que la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de diseño superior a 4 bar se reducirá un 1,4%, inferior a la previsión del GTS (+0,3%), mientras que la capacidad contratada equivalente se reducirá un 1,3%, valor intermedio entre la reducción prevista por el GTS (-0,5%) y por las empresas (-2,1%).

Cuadro I.10. Previsión de la CNMC de la demanda convencional de los consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar

Datos Empresas	Año Gas 2021			Tasa de variación sobre Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	70.000.736	84	238.319.768	-1,3%	0,0%	-1,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.964.329	159	123.063.594	-2,7%	-0,7%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	97.747.800	3.672	378.012.032	-1,0%	0,3%	-0,3%
TOTAL	202.712.866	3.915	739.395.394	-1,4%	0,3%	-1,3%

CNMC	Prevision cierre Año Gas 2022			Tasa de variación sobre Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
<i>P > 60 bar</i>	69.075.035	84	233.776.754	-1,3%	0,0%	-1,9%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.026.423	158	119.270.118	-2,7%	-0,7%	-3,1%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	96.753.923	3.685	376.771.878	-1,0%	0,3%	-0,3%
TOTAL	199.855.381	3.927	729.818.750	-1,4%	0,3%	-1,3%

Fuente: CNMC

2.1.2.3. Demanda convencional prevista para el cierre del año de gas 2022

En el Cuadro I.11 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022 previsto por la CNMC con el remitido por el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras. Según el

escenario de previsión de la CNMC la demanda convencional en el año de gas 2022 alcanzará los 282,0 TWh, un 1,2% inferior a la registrada en el año de gas 2021 y también inferior a la demanda prevista por las empresas y por el GTS. Asimismo, la capacidad contratada equivalente prevista por la CNMC para el cierre año de gas 2022 es un 1,7% inferior a la registrada en el año de gas 2021, e igualmente inferior a la prevista por las empresas y por el GTS.

Se indica que en la previsión de la demanda de GNL a cliente final (plantas satélite monoclientes) se ha realizado considerando la información facilitada por las empresas.

Cuadro I.11. Escenario de previsión de la demanda convencional para el cierre del año de gas 2022⁹

GTS	Previsión cierre Año Gas 2022			Tasa de variación respecto Año Gas 2021			Año Gas 2021		
	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	70.745.022	89	237.128.169	1,1%	6,0%	-0,5%	70.000.736	84	238.319.768
16 bar < P ≤ 60 bar	34.981.200	159	122.448.276	0,0%	0,0%	-0,5%	34.964.329	159	123.063.594
4 bar < P ≤ 16 bar	97.604.035	3.667	376.121.972	-0,1%	-0,2%	-0,5%	97.747.800	3.672	378.012.032
P ≤ 4 bar	71.004.439	7.971.189	38.346.945	0,1%	0,0%	26,7%	70.945.522	7.974.132	30.267.137
TOTAL	274.334.697	7.975.104	774.045.362	0,2%	0,0%	0,6%	273.658.388	7.978.047	769.662.532
GNL directo a cliente final	13.564.412			14,7%			11.830.291		
TOTAL	287.899.109	7.975.104	774.045.362	0,8%	0,0%	0,6%	285.488.680	7.978.047	769.662.532

Empresas	Previsión cierre Año Gas 2022			Tasa de variación respecto Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	69.075.035	84	232.581.923	-1,3%	0,0%	-2,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.026.423	158	119.235.477	-2,7%	-0,7%	-3,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	96.753.923	3.685	372.257.209	-1,0%	0,3%	-1,5%
P ≤ 4 bar	71.912.688	8.036.434	38.876.206	1,4%	0,8%	28,4%
TOTAL	271.768.070	8.040.361	762.950.816	-0,7%	0,8%	-0,9%
GNL directo a cliente final	11.222.483			-5,1%		
TOTAL	282.990.552	8.040.361	762.950.816	-0,9%	0,8%	-0,9%

CNMC	Previsión cierre Año Gas 2022			Tasa de variación respecto Año Gas 2021		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	69.075.035	84	233.776.754	-1,3%	0,0%	-1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.026.423	158	119.270.118	-2,7%	-0,7%	-3,1%
4 bar < P ≤ 16 bar	96.753.923	3.685	376.771.878	-1,0%	0,3%	-0,3%
P ≤ 4 bar	69.859.905	8.036.459	26.590.545	-1,5%	0,8%	-12,1%
TOTAL	289.715.286	8.040.386	756.409.295	-1,4%	0,8%	-1,7%
GNL directo a cliente final	12.321.932			4,2%		
TOTAL	282.037.218	8.040.386	756.409.295	-1,2%	0,8%	-1,7%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

⁹ La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente los grupos tarifarios RL.7 y superiores, en los tres escenarios de previsión

2.1.3. Demanda nacional

Finalmente, en el Cuadro I.12 se resume el escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022, resultado de la agregación de los escenarios de demanda destinada a la generación eléctrica y convencional. Se estima que la demanda de gas natural sufrirá un incremento del 7,9% con respecto a los valores registrados en el año de gas 2021.

Cuadro I.12. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022

	MWh		Tasa de variación
	Año Gas 2021 (A)	Previsión cierre Año Gas 2022 (B)	% variación (B) sobre (A)
<i>P > 60 bar</i>	148.299.985	179.483.143	21,0%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	34.964.329	34.026.423	-2,7%
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	97.965.129	97.064.137	-0,9%
<i>P ≤ 4 bar</i>	70.945.522	69.859.905	-1,5%
TOTAL	352.174.965	380.433.609	8,0%
<i>GNL directo a cliente final</i>	11.830.291	12.321.932	4,2%
TOTAL	364.005.257	392.755.541	7,9%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.13 se muestra el escenario de demanda desagregado por grupo tarifario y tipo de consumidor. Se indica que para los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar que no tienen la obligación de contratar capacidad, se ha estimado la capacidad contratada equivalente en función del factor de carga previsto para dicho ejercicio. En particular, como mejor previsión del factor de carga de cada uno de los grupos tarifarios, se han considerado los factores de carga resultantes de las curvas de carga estimadas para el último año con información disponible (año de gas 2021). Adicionalmente, se ha considerado que se abastecen únicamente mediante contratos de duración anual.

Cuadro I.13. Escenario de demanda nacional previsto por la CNMC para el cierre del año de gas 2022 desagregado por grupo tarifario.

Grupo tarifario	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				TOTAL			
		Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Clientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
P=60 bar		100.126.108	35	470.666.832	73%	10.282.000	3	65.941.600	43%	0	0	0	0	69.075.035	84	233.776.754	81%	179.483.143	122	770.385.186	73%
RL.1	<3.000	0	1	1.792	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1.792	0%
RL.2	<15.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	21	2	89	66%	21	2	89	66%
RL.3	<50.000	15	1	1.306	4%	0	0	0	0%	0	0	0	0	274	6	1.088	69%	289	7	2.394	37%
RL.4	<300.000	358	1	41.038	3%	0	0	0	0%	0	0	0	0	1.055	9	4.368	66%	1.413	10	45.405	10%
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	5.602	2	38.930	39%	5.602	2	38.930	39%
RL.7	<15.000.000	11.029	1	49.254	77%	0	0	0	0%	0	0	0	0	7.970	1	36.511	60%	18.999	2	85.765	69%
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	219.119	5	1.000.543	60%	219.119	5	1.000.543	60%
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	669.007	8	2.975.339	65%	669.007	8	2.975.339	65%
RL.10	<500.000.000	550.022	3	2.483.916	76%	0	0	0	0%	0	0	0	0	3.982.945	13	14.626.358	75%	4.532.968	16	17.110.274	75%
RL.11	>500.000.000	99.564.683	28	468.089.527	73%	10.282.000	3	65.941.600	43%	0	0	0	0	64.189.041	38	215.093.528	82%	174.035.724	69	749.124.655	73%
16-60 bar		0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	34.026.423	158	119.270.118	79%	34.026.423	158	119.270.118	79%
RL.1	<3.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	1	31%	0	1	31%	0	31%
RL.2	<15.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
RL.3	<50.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	83%	0	0	0	0	83%
RL.4	<300.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	364	3	2.590	38%	364	3	2.590	38%
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	8.832	9	72.531	33%	8.832	9	72.531	33%
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	83.724	30	465.530	49%	83.724	30	465.530	49%
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	250.952	27	1.450.168	48%	250.952	27	1.450.168	48%
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	676.260	25	3.288.356	57%	676.260	25	3.288.356	57%
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	1.653.102	16	6.789.866	67%	1.653.102	16	6.789.866	67%
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	8.151.730	28	28.576.851	78%	8.151.730	28	28.576.851	78%
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	23.201.459	18	78.624.225	81%	23.201.459	18	78.624.225	81%
4-16 bar		310.214	1	1.240.349	86%	0	0	0	0%	0	0	0	0	96.753.923	3.685	376.771.878	71%	97.064.137	3.686	378.012.228	71%
RL.1	<3.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	597	70	151.657	1%	597	70	151.657	1%
RL.2	<15.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	255	27	18.290	4%	255	27	18.290	4%
RL.3	<50.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	2.537	72	49.552	14%	2.537	72	49.552	14%
RL.4	<300.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	52.023	348	431.932	34%	52.023	348	431.932	34%
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	604.465	729	2.616.391	64%	604.465	729	2.616.391	64%
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	2.486.975	812	8.954.333	77%	2.486.975	812	8.954.333	77%
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	5.739.705	673	30.712.363	52%	5.739.705	673	30.712.363	52%
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	14.828.542	528	73.310.840	56%	14.828.542	528	73.310.840	56%
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	24.165.824	273	92.195.367	73%	24.165.824	273	92.195.367	73%
RL.10	<500.000.000	310.214	1	1.240.349	86%	0	0	0	0%	0	0	0	0	35.556.019	139	124.264.331	79%	35.866.234	140	125.504.681	79%
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	13.316.980	15	44.066.822	83%	13.316.980	15	44.066.822	83%
<4 bar		0	0	0	0%	0	0	0	0%	1.331.308	167.165	8.437.867	43%	68.528.597	7.869.295	481.651.576	39%	68.528.595	8.036.459	490.089.444	39%
RL.1	<3.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	243.749	113.395	1.650.102	40%	11.160.753	4.554.033	81.637.838	37%	11.404.502	4.667.428	83.287.940	38%
RL.2	<15.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	322.837	43.016	2.639.716	34%	21.052.373	2.853.143	172.648.343	33%	21.375.211	2.896.159	175.288.059	33%
RL.3	<50.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	163.172	9.310	1.334.194	34%	7.112.837	384.709	58.331.647	33%	7.276.009	394.019	59.665.840	33%
RL.4	<300.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	149.207	1.120	701.624	58%	7.236.939	55.661	47.678.575	42%	7.386.147	56.781	48.380.199	42%
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	145.166	257	681.853	58%	12.772.500	19.837	77.762.555	45%	12.917.665	20.094	78.444.409	45%
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	80.635	43	373.748	58%	3.163.009	1.384	18.053.704	48%	3.243.644	1.427	18.432.452	48%
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	74.798	18	412.029	54%	2.928.266	408	12.791.280	63%	3.003.062	426	13.203.308	63%
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	151.746	5	639.602	65%	2.739.516	115	11.563.943	65%	2.891.261	120	12.203.545	65%
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	362.403	5	1.183.691	84%	362.403	5	1.183.691	84%
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	0	0%
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0%	0	0	0	0%	0	0	0	0	0	0	0	0%	0	0	0	0%
TOTAL		100.436.323	36	471.907.182	73%	10.282.000	3	65.941.600	43%	1.331.308	167.165	8.437.867	43%	268.383.978	7.873.222	1.211.470.326	61%	380.433.609	8.040.425	1.757.756.975	63%
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL										12.321.932								12.321.932			
TOTAL SISTEMA		100.436.323	36	471.907.182	73%	10.282.000	3	65.941.600	43%	13.653.240	167.165	8.437.867	44%	268.383.978	7.873.222	1.211.470.326	61%	392.755.541	8.040.425	1.757.756.975	61%

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.2. Previsión de demanda 2023

2.2.1. Demanda destinada a la generación eléctrica

En el Cuadro I.14 se resumen la previsión de la demanda destinada a generación eléctrica para el año de gas 2023, remitidas por el GTS y por las empresas transportistas/distribuidoras, distinguiendo entre la demanda de las instalaciones de generación peninsulares y extrapeninsulares.

Cuadro I.14. Previsión de la demanda destinada a generación eléctrica prevista por el GTS y las empresas para el año de gas 2023

	Previsión Año Gas 2022 (A) (MWh)		Previsión Año Gas 2023 (B) (MWh)		Tasa de variación (B) respecto (A) (%)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
Sistema Peninsular						
<i>P > 60 bar</i>	86.056.466	76.910.492	78.139.271	80.882.159	-9,2%	5,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	265.141	205.947	240.748	205.947	-9,2%	0,0%
TOTAL	86.321.606	77.116.438	78.380.019	81.088.106	-9,2%	5,2%
Sistemas Extrapeninsulares						
<i>P > 60 bar</i>	10.420.192	8.153.419	9.461.534	8.153.419	-9,2%	0,0%
TOTAL	10.420.192	8.153.419	9.461.534	8.153.419	-9,2%	0,0%
Total						
<i>P > 60 bar</i>	96.476.657	85.063.911	87.600.805	89.035.578	-9,2%	4,7%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	-	-		
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	265.141	205.947	240.748	205.947	-9,2%	0,0%
TOTAL	96.741.798	85.269.858	87.841.553	89.241.525	-9,2%	4,7%

Fuente: GTS y empresas

Se observa que el GTS estima que la demanda destinada a generación eléctrica de las instalaciones peninsulares y no peninsulares se reducirá un 9,2% sobre su previsión para el año de gas 2022. Por otra parte, las empresas transportistas estiman que dicha demanda se incrementará un 4,7%, consecuencia de un incremento del 5,2% de la demanda del sistema peninsular y un mantenimiento de la demanda de las instalaciones extrapeninsulares.

Adicionalmente, la CNMC dispone de la previsión de la demanda eléctrica para el periodo 2022-2026 y su correspondiente cobertura proporcionada por el

Operador del Sistema con objeto de la elaboración de los escenarios de previsión para la Resolución de 16 de diciembre de 2021, 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 2022.

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 estima que la demanda destinada a la generación eléctrica en el sistema peninsular para el año de gas 2023 será de 106,6 TWh, escenario superior a los considerados tanto por el GTS (78,3 TWh) como por las empresas (81,1 TWh).

Respecto a la demanda de gas natural destinada a la generación eléctrica en el sistema balear, se estima que alcanzará los 7,9 TWh en el año de gas 2023, valor inferior al previsto tanto por el GTS (9,5 TWh) como por las empresas (8,2 TWh).

Estas previsiones se han realizado considerando las últimas previsiones publicadas por el GTS para los próximos doce meses¹⁰ de 30 de marzo de 2022 y un escenario intermedio entre el central y superior.

En el Cuadro I.15 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 2023 ascendería a 114,6 TWh, un 30,4% superior a la prevista por el GTS (87,8 TWh), y un 28,4% superior a la prevista por las empresas (89,2 TWh).

¹⁰ Información disponible en https://www.enagas.es/enagas/es/Gestion_Tecnica_Sistema/DemandaGas/Prevision_demanda_proximo_anio

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

Volumen (MWh)	Previsión Año Gas 2022 (A)	Previsión Año Gas 2023 (B)	% variación (B) sobre (A)
Sistema Peninsular			
<i>P > 60 bar</i>	100.126.108	106.294.175	6,2%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	310.214	329.325	6,2%
TOTAL	100.436.323	106.623.500	6,2%
Sistemas Extrapeninsulares			
<i>P > 60 bar</i>	10.282.000	7.926.500	-22,9%
TOTAL	10.282.000	7.926.500	-22,9%
Total			
<i>P > 60 bar</i>	110.408.108	114.220.675	3,5%
<i>16 bar < P ≤ 60 bar</i>	-	-	
<i>4 bar < P ≤ 16 bar</i>	310.214	329.325	6,2%
TOTAL	110.718.323	114.550.000	3,5%

Fuente: CNMC.

Respecto de la capacidad contratada equivalente de las centrales de generación eléctrica, en el Cuadro I.16 se muestra la previsión del GTS y de las empresas gasistas para el año de gas 2023. Según dicha información, el GTS estima que la capacidad contratada equivalente se reducirá el 9,2%, mientras que las empresas prevén que se incrementará un 4,5%, respecto de sus previsiones para el cierre del año de gas 2022. Cabe señalar que mientras que el GTS prevé la misma reducción en ambos subsistemas, las empresas transportistas estiman que la capacidad contratada equivalente de las instalaciones peninsulares se incrementará un 5,2% y, un mantenimiento de la de las instalaciones no peninsulares.

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

GTS	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	Peninsular	399.878.568	487.851.853	442.969.482	22,0%
P > 60 bar	399.016.338	486.799.933	442.014.339	22,0%	-9,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	862.230	1.051.920	955.143	22,0%	-9,2%
Extrapeninsular	65.941.600	77.864.355	70.700.835	18,1%	-9,2%
P > 60 bar	65.941.600	77.864.355	70.700.835	18,1%	-9,2%
TOTAL	465.820.168	565.716.208	513.670.317	21,4%	-9,2%

Empresas	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
	Peninsular	399.878.568	396.545.287	417.122.234	-0,8%
P > 60 bar	399.016.338	395.875.287	416.452.234	-0,8%	5,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	862.230	670.000	670.000	-22,3%	0,0%
Extrapeninsular	65.941.600	63.823.242	63.823.242	-3,2%	0,0%
P > 60 bar	65.941.600	63.823.242	63.823.242	-3,2%	0,0%
TOTAL	465.820.168	460.368.529	480.945.476	-1,2%	4,5%

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 el GTS y por las empresas transportistas y la información disponible en la base de datos de liquidaciones gasistas, se ha optado por mantener en 2023 el factor de carga previsto para el cierre del año de gas 2022 para las instalaciones de generación eléctrica peninsular y para las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares mantener la capacidad contratada prevista para el cierre del año de gas 2022, manteniendo, en ambos casos, el mismo esquema de contratación que el previsto para 2022 (véase Cuadro I.17).

Por tanto, se estima que la capacidad contratada equivalente destinada a generación eléctrica se incrementará en el año de gas 2023 un 5,4%, sobre la prevista para el cierre del 2022, valor superior al previsto tanto por las empresas (+17,9%) como por el GTS (+10,4%), justificado por el escenario de demanda de las instalaciones de generación eléctrica peninsular previsto por la CNMC para

dicho ejercicio (+6,2%) y la previsión de la capacidad contratada de las instalaciones de generación eléctrica situadas en territorios no peninsulares.

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

	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)			Tasa de variación	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
Peninsular	399.878.568	471.907.182	501.042.681	18,0%	6,2%
P > 60 bar	399.016.338	470.666.832	499.725.922	18,0%	6,2%
16 bar < P ≤ 60 bar	-	-	-		
4 bar < P ≤ 16 bar	862.230	1.240.349	1.316.758	43,9%	6,2%
Extrapesininsular	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	465.820.168	537.848.782	566.984.281	15,5%	5,4%

Fuente: CNMC

2.2.2. Previsión de demanda convencional

En el Cuadro I.18 se compara la previsión para el año de gas 2023 de la demanda convencional (esto es, excluidos ciclos combinados y centrales térmicas) del GTS y de las empresas gasistas. Se observa que tanto el GTS como las empresas distribuidoras y transportistas estiman que la demanda convencional aumentará en el año de gas 2023 (un 2,0% el GTS y un 2,7% las empresas transportistas y distribuidoras) sobre sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2022.

En particular, ambos agentes estiman un incremento de la demanda de todos los niveles de presión, si bien, en el caso de los consumidores conectados a presión superior a 4 bar el GTS estima un incremento del 1,9% para todos los niveles de presión, mientras que las empresas transportista estiman un incremento del 2,6% para los clientes conectados a redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para redes entre 16 y 60 bar, del 3,1% para redes de presión entre 4 y 16 bar.

En el caso de los consumidores conectados a presión inferior o igual a 4 bar, mientras que el GTS estima un incremento de la demanda del 2,0%, las empresas estiman un crecimiento del 1,3%.

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

GTS	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
P > 60 bar	70.000.736	70.745.022	72.089.178	1,1%	1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.964.329	34.981.200	35.645.843	0,0%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.747.800	97.604.035	99.458.512	-0,1%	1,9%
P ≤ 4 bar	70.945.522	71.004.439	72.414.646	0,1%	2,0%
TOTAL	273.658.388	274.334.697	279.608.179	0,2%	1,9%
GNL directo a cliente final	11.830.291	13.564.412	14.058.828	14,7%	3,6%
TOTAL	285.488.680	287.899.109	293.667.007	0,8%	2,0%

Empresas	Volumen (MWh)			Tasa de variación	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	(B) sobre (A)	(C) sobre (B)
P > 60 bar	70.000.736	69.075.035	70.884.573	-1,3%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.964.329	34.026.423	35.186.703	-2,7%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.747.800	96.753.923	99.792.347	-1,0%	3,1%
P ≤ 4 bar	70.945.522	71.912.688	72.878.411	1,4%	1,3%
TOTAL	273.658.388	271.768.070	278.742.034	-0,7%	2,6%
GNL directo a cliente final	11.830.291	11.222.483	11.931.713	-5,1%	6,3%
TOTAL	285.488.680	282.990.552	290.673.747	-0,9%	2,7%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC.

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.19 se comparan las previsiones para el año de gas 2023 de la demanda de los consumidores suministrados a presión inferior o igual a 4 bar abastecidos desde la red de transporte – distribución del GTS y de las empresas distribuidoras.

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.

Año Gas 2021	Previsión cierre Año Gas 2022 (A)		Previsión Año Gas 2023 (B)		Tasas de Variación (B) sobre (A)	
	GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas

A) Nº clientes

P < 4 bar	7.811.610	7.805.889	7.869.269	7.954.196	7.928.313	1,9%	0,8%
RL.1	4.588.905	4.584.476	4.554.033	4.671.581	4.585.052	1,9%	0,7%
RL.2	2.769.759	2.773.525	2.853.143	2.826.221	2.877.560	1,9%	0,9%
RL.3	377.178	372.149	384.709	379.220	387.379	1,9%	0,7%
RL.4	54.110	53.507	55.661	54.523	56.425	1,9%	1,4%
RL.5	19.726	20.043	19.837	20.423	19.974	1,9%	0,7%
RL.6	1.372	1.656	1.384	1.687	1.397	1,9%	0,9%
RL.7	440	420	378	427	393	1,7%	4,2%
RL.8	115	109	120	110	128	1,3%	6,2%
RL.9	5	5	5	4	6	-12,6%	5,3%
RL.10							
RL.11							

B) Energía (MWh)

P < 4 bar	69.645.166	69.359.213	70.547.405	70.677.038	71.477.739	1,9%	1,3%
RL.1	11.594.036	11.890.304	11.449.878	12.116.219	11.518.628	1,9%	0,6%
RL.2	21.069.183	21.831.252	21.469.419	22.246.045	21.654.667	1,9%	0,9%
RL.3	7.189.275	7.225.552	7.268.474	7.362.837	7.326.210	1,9%	0,8%
RL.4	7.252.905	7.246.540	7.668.933	7.384.224	7.812.774	1,9%	1,9%
RL.5	12.701.007	12.795.338	12.944.178	13.038.449	13.186.616	1,9%	1,9%
RL.6	3.137.010	2.956.348	3.260.990	3.012.519	3.348.384	1,9%	2,7%
RL.7	3.522.603	3.186.968	2.928.266	3.247.521	2.995.733	1,9%	2,3%
RL.8	2.815.028	1.944.943	3.194.864	1.981.896	3.260.653	1,9%	2,1%
RL.9	364.120	281.969	362.403	287.326	374.075	1,9%	3,2%
RL.10							
RL.11							

C) Consumo por cliente (kWh/cliente)

P < 4 bar	8.916	8.885	8.965	8.886	9.016	0,0%	0,6%
RL.1	2.527	2.594	2.514	2.594	2.512	0,0%	-0,1%
RL.2	7.607	7.871	7.525	7.871	7.525	0,0%	0,01%
RL.3	19.061	19.416	18.893	19.416	18.912	0,0%	0,1%
RL.4	134.040	135.431	137.780	135.433	138.463	0,0%	0,5%
RL.5	643.873	638.395	652.528	638.420	660.179	0,0%	1,2%
RL.6	2.286.221	1.785.411	2.357.041	1.785.725	2.397.591	0,0%	1,7%
RL.7	8.008.636	7.591.794	7.753.843	7.605.435	7.616.235	0,2%	-1,8%
RL.8	24.478.504	17.913.727	26.615.772	18.017.241	25.566.734	0,6%	-3,9%
RL.9	67.852.616	61.627.240	67.863.738	71.831.610	66.520.512	16,6%	-2,0%
RL.10							
RL.11							

Fuente: GTS y empresas gasistas

PÚBLICA

El GTS estima que el número de clientes se incrementará un 1,9% (148.307 clientes), mientras que las empresas estiman que se incrementará un 0,8% (59.044 clientes), en ambos casos respecto de sus respectivas previsiones de cierre para el año de gas 2022.

Respecto de la previsión de consumo, el GTS prevé un incremento de la demanda de dichos consumidores del 1,9% en todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas distribuidoras estiman que, en términos medios, aumentará en un 1,3%, si bien prevé crecimientos inferiores para los consumidores típicamente domésticos (esto es, grupos tarifario RL.1, RL.2 y RL.3).

Al comparar los consumos medios por cliente resultantes de las previsiones de ambos agentes, se observa que mientras el GTS estima que los tamaños medios de los consumidores de menor volumen de consumo que no tienen la obligación de contratar capacidad se mantendrán, en términos generales, iguales que los previstos para el cierre del año de gas 2022¹¹, las empresas distribuidoras estiman que los tamaños medios se incrementarían para los grupos tarifarios RL.2 a RL.6 entre un 0,01% y un 1,7%, y se reducirían para el resto entre un 0,1% y un 3,9%.

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 2018 y 2021 y los previstos para los años de gas 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS. Se observa que, tanto las empresas transportistas-distribuidoras como el GTS estiman, para los grupos tarifarios RL.1 y RL.4 tamaños medios superiores a los registrados en los años de gas 2018-2021. Adicionalmente las empresas estiman un tamaño medio superior a los registrados en dicho periodo para el grupo tarifario RL.5 y el GTS para el RL.2.

¹¹ El GTS estima que el tamaño medio del grupo tarifario RL.9 se incrementará un 16,6%.

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.



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

PÚBLICA

Análogamente, en el Cuadro I. 20 se comparan las previsiones para el año de gas 2023 de la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite de distribución remitida por el GTS y por las empresas gasistas.

En relación con la previsión del número de consumidores suministrados desde plantas satélite, el GTS espera que se mantenga el número de consumidores previsto el cierre del año de gas 2022, mientras que las empresas distribuidoras estiman que el número de consumidores se incremente en un 2,4% (3.985 clientes).

Por otra parte, tanto el GTS como las empresas distribuidoras prevén un aumento relevante de la demanda de dichos consumidores. En particular, el GTS estima un incremento del 5,6% de la demanda de todos los grupos tarifarios, mientras que las empresas esperan un aumento promedio del 2,6% con incrementos superiores a la media en el caso de los grupos tarifarios RL.3, RL.5 y RL.6 (incrementos del 2,7%, 4,8% y 7,9% respectivamente), e inferiores para el resto (RL.1 +2,0%, RL.2 +1,9%, RL.7 +2.3% y RL.8 +0,2%), a excepción de la demanda del grupo tarifario RL.4 que se incrementa en el mismo porcentaje que la media (2,6%).

En consecuencia, los tamaños medios por cliente que resultan de las previsiones de las empresas son inferiores a los que resultan de las previsiones del GTS y, en todo caso, superiores a los previstos para el cierre del año de gas 2022, con la excepción del grupo tarifario RL.1 en el caso de las empresas distribuidoras y del RL.4 en el caso del GTS.

Cuadro I. 20. Previsión del GTS y de las empresas de los consumidores conectados a plantas satélite para el año de gas 2023.

	Año Gas 2021	Previsión cierre Año Gas 2022 (A)		Previsión Año Gas 2023 (B)		Tasas de Variación (B) sobre (A)	
		GTS	Empresas	GTS	Empresas	GTS	Empresas
A) Nº clientes							
P < 4 bar	162.522	165.300	167.165	165.300	171.150	0,0%	2,4%
RL.1	110.137	112.465	113.395	112.851	116.360	0,3%	2,6%
RL.2	41.946	41.671	43.016	41.292	43.777	-0,9%	1,8%
RL.3	9.060	9.815	9.310	9.734	9.527	-0,8%	2,3%
RL.4	1.089	1.021	1.120	1.084	1.148	6,1%	2,5%
RL.5	236	220	257	227	269	2,9%	4,5%
RL.6	34	88	43	92	45	4,6%	5,3%
RL.7	17	15	18	15	18	1,0%	1,6%
RL.8	5	5	5	5	5	0,7%	0,0%
RL.9							
RL.10							
RL.11							
B) Energía (MWh)							
P < 4 bar	1.300.356	1.645.226	1.365.283	1.737.608	1.400.671	5,6%	2,6%
RL.1	238.767	251.532	243.749	265.656	248.511	5,6%	2,0%
RL.2	318.158	373.920	322.837	394.917	329.131	5,6%	1,9%
RL.3	159.633	191.036	163.172	201.763	167.523	5,6%	2,7%
RL.4	142.182	144.461	149.207	152.572	153.101	5,6%	2,6%
RL.5	134.189	233.124	145.166	246.214	152.140	5,6%	4,8%
RL.6	61.523	7.023	80.635	7.418	87.031	5,6%	7,9%
RL.7	89.977	187.153	104.095	197.662	106.487	5,6%	2,3%
RL.8	155.928	256.977	156.422	271.407	156.747	5,6%	0,2%
RL.9							
RL.10							
RL.11							
C) Consumo por Cliente (kWh/cliente)							
P < 4 bar	8.001	9.953	8.167	10.512	8.184	5,6%	0,2%
RL.1	2.168	2.237	2.150	2.354	2.136	5,3%	-0,6%
RL.2	7.585	8.973	7.505	9.564	7.518	6,6%	0,2%
RL.3	17.620	19.463	17.526	20.728	17.584	6,5%	0,3%
RL.4	130.602	141.482	133.191	140.787	133.347	-0,5%	0,1%
RL.5	569.521	1.057.898	564.261	1.085.515	565.893	2,6%	0,3%
RL.6	1.819.832	79.781	1.871.347	80.585	1.918.689	1,0%	2,5%
RL.7	5.305.238	12.296.259	5.730.487	12.857.155	5.771.706	4,6%	0,7%
RL.8	29.546.028	53.162.096	29.639.533	55.780.698	29.701.223	4,9%	0,2%
RL.9							
RL.10							
RL.11							

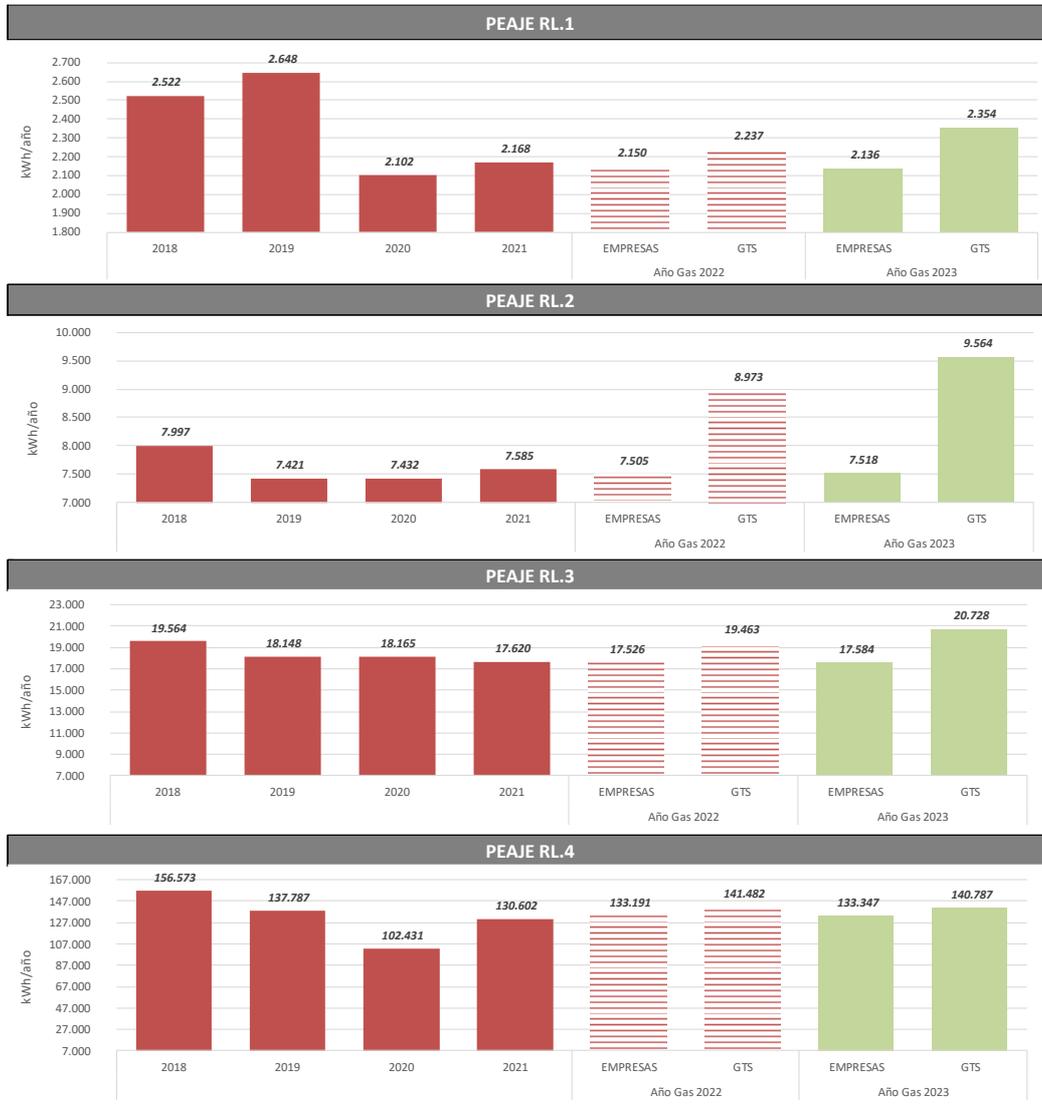
Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

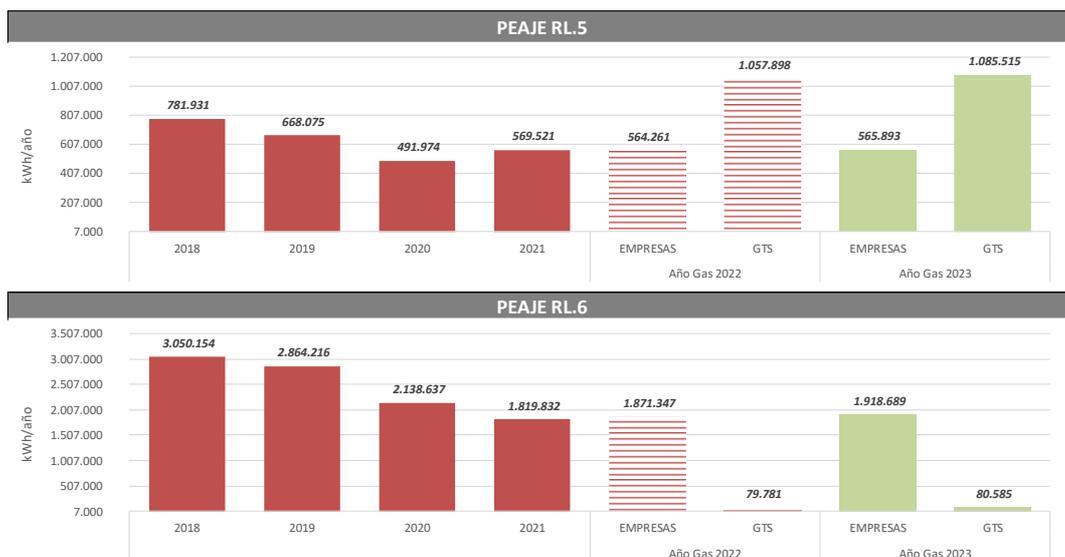
PÚBLICA

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 2018 y 2021 y previstos para 2022 y 2023 por las empresas distribuidoras y el GTS.

Se observa que, según la previsión de las empresas distribuidoras, los tamaños medios previstos de los consumidores para el año de gas 2023, son inferiores a la media registrada en los años de gas 2018 a 2021 con la excepción del grupo tarifario RL.4. Por otra parte, el GTS estima tamaños medios superiores al promedio registrado en los años 2018 a 2021 para todos los grupos tarifarios excepto el RL.1 y el RL.6.

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.





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

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 considerado como mejor previsión del número de clientes el resultado de considerar las siguientes hipótesis:

- El incremento del número de clientes se estima en 59.045, como resultado de considerar las captaciones previstas por las empresas.
- El tamaño medio de estos consumidores que no tienen la obligación de contratar capacidad se corresponde con los tamaños medios considerados para el año de gas 2022.
- Para los consumidores con obligación de contratar capacidad se ha estimado que tendrán un crecimiento de la demanda de un 2,7% y, que se mantendrán los factores de carga y la estructura de contratación prevista para 2022.

En consecuencia, se estima que en el año de gas 2023 el número de clientes suministrados desde las redes de transporte y distribución aumentará un 0,8% (59.045 clientes), valor inferior al incremento previsto el GTS (1,9%, 148.307 clientes) y similar al previsto por las empresas (0,8%, 59.044 clientes), mientras que la demanda de estos consumidores se incrementará un 1,1%, valor inferior al incremento previsto por el GTS (1,9%) y las empresas (+1,3%).

En el caso de los **consumidores conectados a plantas satélite** para el año de gas 2023, las previsiones del número de clientes, tamaños medios y volumen se han construido de forma similar. Como resultado, se estima que el número de clientes se incrementará un 2,4% (3.985 clientes) valor superior al previsto por el GTS (+0,0%, 0 clientes) e igual al incremento previsto por las empresas distribuidoras (+2,4%, 3.985 clientes).

Adicionalmente, se estima que la demanda de los consumidores conectados a plantas satélite se incrementará en un 2,5% respecto de la previsión de cierre del año de gas 2022, valor inferior al incremento previsto por el GTS (+5,6%) y las empresas distribuidoras (+2,6%).

Finalmente, según las previsiones de la CNMC se estima en 8.099.489 el número de consumidores suministrados a presión inferior a 4 bar para el año de gas 2023, un 0,8% superior (63.030 clientes) al previsto para el cierre del año de gas 2022, cuya demanda se estima en 70.665 GWh, un 1,2% superior a la prevista para el cierre del año de gas 2022 (véase el Cuadro I.21).

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

Peaje	Volumen (MWh)	Año Gas 2021		Previsión cierre Año Gas 2022 (A)		Previsión Año Gas 2023 (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	238.767	110.137	243.749	113.395	248.511	116.360	2,0%	2,6%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	318.158	41.946	322.837	43.016	329.131	43.777	1,9%	1,8%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	159.633	9.060	163.172	9.310	167.523	9.527	2,7%	2,3%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	142.182	1.089	149.207	1.120	153.101	1.148	2,6%	2,5%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	134.189	236	145.166	257	152.140	269	4,8%	4,5%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	61.523	34	80.635	43	87.031	45	7,9%	5,3%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	89.977	17	74.796	18	74.796	18	0,0%	1,6%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	155.928	5	151.746	5	151.746	5	0,0%	0,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000								
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		1.300.356	162.522	1.331.308	167.165	1.363.978	171.150	2,5%	2,4%
II. Conectado a las redes de Transporte y Distribución									
RL.1	C ≤ 5.000	11.594.036	4.588.905	11.160.753	4.554.033	11.236.772	4.585.052	0,7%	0,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.069.183	2.769.759	21.052.373	2.853.143	21.232.534	2.877.560	0,9%	0,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.189.275	377.178	7.112.837	384.709	7.162.209	387.379	0,7%	0,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.252.905	54.110	7.236.939	55.661	7.336.348	56.425	1,4%	1,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.701.007	19.726	12.772.500	19.837	12.860.919	19.974	0,7%	0,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.137.010	1.372	3.163.009	1.384	3.279.153	1.397	3,7%	0,9%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.522.603	440	2.928.266	408	3.007.419	425	2,7%	4,2%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.815.028	115	2.739.516	115	2.813.567	122	2,7%	6,2%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	364.120	5	362.403	5	372.199	5	2,7%	0,0%
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000								
RL.11	C > 500.000.000								
TOTAL		69.645.166	7.811.610	68.528.597	7.869.295	69.301.120	7.928.339	1,1%	0,8%
III. Total									
RL.1	C ≤ 5.000	11.832.802	4.699.042	11.404.502	4.667.428	11.485.283	4.701.412	0,7%	0,7%
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000	21.387.341	2.811.705	21.375.211	2.896.159	21.561.665	2.921.336	0,9%	0,9%
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000	7.348.908	386.237	7.276.009	394.019	7.329.732	396.906	0,7%	0,7%
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000	7.395.087	55.199	7.386.147	56.781	7.489.450	57.573	1,4%	1,4%
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000	12.835.196	19.962	12.917.665	20.094	13.013.059	20.243	0,7%	0,7%
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000	3.198.533	1.406	3.243.644	1.427	3.366.184	1.442	3,8%	1,1%
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000	3.612.580	457	3.003.062	426	3.082.215	443	2,6%	4,0%
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.970.956	120	2.891.261	120	2.965.312	128	2,6%	6,0%
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	364.120	5	362.403	5	372.199	5	2,7%	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		
TOTAL		70.945.522	7.974.132	69.859.905	8.036.459	70.665.099	8.099.489	1,2%	0,8%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

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

En el Cuadro I.22 se resumen las previsiones del GTS y 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 2023.

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

GTS	Prevision Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	72.089.178	89	241.633.604	1,9%	0,0%	1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.645.843	158	124.774.794	1,9%	-0,5%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.458.512	3.730	383.268.289	1,9%	1,7%	1,9%
TOTAL	207.193.532	3.977	749.676.687	1,9%	1,6%	1,9%

Empresas	Prevision Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	70.884.573	84	238.720.685	2,6%	0,0%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	161	123.249.198	3,4%	2,0%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.792.347	3.834	381.831.250	3,1%	4,0%	2,6%
TOTAL	205.863.623	4.079	743.801.132	3,0%	3,9%	2,7%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

Respecto de las previsiones de demanda de los consumidores conectados a redes superiores a 4 bar, tanto el GTS como las empresas estiman que la misma aumentará en el año de gas 2023 (un 1,9% el GTS y un 3,0% las empresas transportistas y distribuidoras). No obstante, mientras que el GTS estima un crecimiento de la demanda del 1,9% en todos los niveles de presión, las empresas transportistas y distribuidoras estiman un incremento de un 2,6% de la demanda de los consumidores conectados a las redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para los conectados a redes de presión entre 16 y 60 bar y de un 3,1% de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar.

Respecto a las previsiones relativas a la capacidad contratada equivalente, tanto el GTS como las empresas transportistas estiman que aumentará en el año de gas 2023 en un 1,9% y 2,7% respectivamente. No obstante, mientras que el GTS prevé un crecimiento uniforme del 1,9% independientemente del nivel de presión, las empresas transportistas prevén un incremento de la capacidad contratada equivalente del 2,6% para los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar, del 3,4% para los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar y, por último, un incremento del 2,6% para los consumidores conectados a redes conectados a redes entre 4 y 16 bar.

A efectos de valorar dichas previsiones, se indica que para el año 2022 el intervalo de variación del PIB se encuentra entre el 4,8% y el 7% (Funcas 4,8%, Banco de España 5,4%, FMI 6,4%, OCDE 5,5%, Comisión Europea 5,6%, FMI 5,8%, Gobierno 7%) y para el año 2023 el intervalo de variación se encuentra entre el 3,8% y el 4,4% (FMI 3,8%, Banco de España 3,9%, Comisión Europea 4,4%). Sin embargo, es necesario destacar que todas estas previsiones, a excepción de la de Funcas, que se corresponde con el panel de previsiones de marzo de 2022, son anteriores al inicio del conflicto bélico entre la Federación de Rusia y Ucrania. La OCDE ha realizado una primera estimación a mediados de marzo de 2022 en la que prevé que el conflicto impactará en la eurozona restando 1,4 puntos al PIB. La OCDE no desagrega esta previsión por países.

Teniendo en cuenta las previsiones de los distintos agentes, la evolución prevista de la economía y tras analizar la evolución reciente registrada y el impacto de nuevos consumidores conectados a redes de más de 60 bar, se estima que la demanda de los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar se incrementará un 2,6%, la de los consumidores conectados a redes de entre 16 y 60 bar aumentarán un 3,4% y, la de los consumidores conectados a redes de entre 4 y 16 bar un 3,1%.

En relación con la capacidad contratada equivalente prevista para el año de gas 2023, se ha considerado que la misma se incrementará un 3,0%, registrándose incrementos del 2,6% para los consumidores industriales conectados en redes de presión de diseño superior a 60 bar, del 3,4% para los conectados en el nivel de presión de entre 16 y 60 bar y del 3,1% para el nivel de presión de entre 4 y 16 bar. En esta previsión se ha mantenido la estructura de contratación prevista para el año de gas 2022, teniendo en cuenta los multiplicadores determinados para el año de gas 2023 conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020.

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

	Prevision Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	70.884.573	84	239.900.933	2,6%	0,0%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	161	123.339.289	3,4%	2,0%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.792.347	3.834	388.609.107	3,1%	4,0%	3,1%
TOTAL	205.863.623	4.079	751.849.329	3,0%	3,9%	3,0%

Fuente: CNMC

2.2.2.3. Previsión demanda convencional para el año de gas 2023

En el Cuadro I.24 se compara el escenario de previsión de la demanda convencional de la CNMC, el GTS y las empresas transportistas y distribuidoras para el año de gas 2023. Se observa que, la CNMC estima que la demanda convencional en dicho año alcanzará 289,1 TWh, valor inferior al previsto por el GTS (293,7 TWh) e inferior al previsto por las empresas transportistas y distribuidoras (290,7 TWh).

Cuadro I.24. Previsión de la demanda convencional del GTS, las empresas transportistas y distribuidoras y la CNMC para el año de gas 2023¹².

GTS	Previsión Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 del GTS		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	72.089.178	89	241.633.604	1,9%	0,0%	1,9%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.645.843	158	124.774.794	1,9%	-0,5%	1,9%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.458.512	3.730	383.268.289	1,9%	1,7%	1,9%
P ≤ 4 bar	72.414.646	8.119.496	39.173.575	2,0%	1,9%	2,2%
TOTAL	279.608.179	8.123.473	788.850.262	1,9%	1,9%	1,9%
GNL directo a cliente final	14.058.828			3,6%		
TOTAL	293.667.007	8.123.473	788.850.262	2,0%	1,9%	1,9%

Empresas	Previsión Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de las empresas		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	70.884.573	84	238.720.685	2,6%	0,0%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	161	123.249.198	3,4%	2,0%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.792.347	3.834	381.831.250	3,1%	4,0%	2,6%
P ≤ 4 bar	72.878.411	8.099.463	39.798.886	1,3%	0,8%	2,4%
TOTAL	278.742.034	8.103.542	783.600.018	2,6%	0,8%	2,7%
GNL directo a cliente final	11.931.713			6,3%		
TOTAL	290.673.747	8.103.542	783.600.018	2,7%	0,8%	2,7%

CNMC	Previsión Año Gas 2023			Tasa de variación sobre previsión de cierre de Año de Gas 2022 de la CNMC		
	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Clientes	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
P > 60 bar	70.884.573	84	239.900.933	2,6%	0,0%	2,6%
16 bar < P ≤ 60 bar	35.186.703	161	123.339.289	3,4%	2,0%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	99.792.347	3.834	388.609.107	3,1%	4,0%	3,1%
P ≤ 4 bar	70.665.099	8.099.489	27.280.878	1,2%	0,8%	2,6%
TOTAL	276.528.722	8.103.568	779.130.206	2,5%	0,8%	3,0%
GNL directo a cliente final	12.605.802			2,3%		
TOTAL	289.134.524	8.103.568	779.130.206	2,5%	0,8%	3,0%

Fuente: GTS, empresas gasistas y CNMC

PÚBLICA

2.2.3. Demanda nacional

En el Cuadro I.25 se muestra la demanda nacional prevista para el año de gas 2023 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 incrementará en el año de gas un 2,8% respecto de la prevista para el cierre del ejercicio 2022, motivado por el incremento de la demanda de todos los consumidores, en concreto, los consumidores conectados a redes de presión superior a 60 bar (+3,1%), de los consumidores conectados a redes de presión comprendida entre 16 y 60 bar (+3,4%), de los consumidores conectados a redes de presión entre 4 y 16 bar (+3,2%), de los consumidores conectados a redes de presión inferior a 4 bar (+1,2%) y del GNL directo a cliente final (+2,3%).

Cuadro I.25. Escenario de demanda prevista para el año de gas 2023

	MWh			Tasa de variación (%)	
	Año Gas 2021 (A)	Previsión de cierre Año Gas 2022 (B)	Previsión Año Gas 2023 (C)	% variación (B) sobre (A)	% variación (C) sobre (B)
P > 60 bar	148.299.985	179.483.143	185.105.249	21,0%	3,1%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.964.329	34.026.423	35.186.703	-2,7%	3,4%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.965.129	97.064.137	100.121.672	-0,9%	3,2%
P ≤ 4 bar	70.945.522	69.859.905	70.665.099	-1,5%	1,2%
TOTAL	352.174.965	380.433.609	391.078.722	8,0%	2,8%
GNL directo a cliente final	11.830.291	12.321.932	12.605.802	4,2%	2,3%
TOTAL	364.005.257	392.755.541	403.684.524	7,9%	2,8%

Fuente: empresas y CNMC

En el Cuadro I.26 se muestra el escenario de demanda previsto para el año de gas 2023 desagregado por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor.

¹²¹² La capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar, incluye, únicamente los grupos tarifarios RL.7 y superiores, en los tres escenarios de previsión.

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

Grupo tarifario	Consumo	Generación Eléctrica Peninsular				Generación Eléctrica Baleares				Plantas Satélite				Convencional				Total				
		Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	Volumen	Cientes	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga (%)	
		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		MWh	Nº	Qd (kWh/día)		
P>60 bar		106.294.175	35	499.725.922	73%	7.926.500	3	65.941.600	33%	0	0	0	0	70.884.573	84	239.900.933	81%	185.105.249	122	805.568.455	72%	
RL.1	<3.000	0	1	1.902	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1.902	0%	
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22	2	91	66%	22	2	91	66%	
RL.3	<50.000	16	1	1.902	3%	0	0	0	0	0	0	0	0	281	6	1.117	69%	298	7	3.019	31%	
RL.4	<300.000	380	1	107.657	1%	0	0	0	0	0	0	0	0	1.083	9	4.482	66%	1.463	10	112.139	4%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.749	2	39.950	39%	5.749	2	39.950	39%	
RL.7	<15.000.000	11.709	1	52.288	77%	0	0	0	0	0	0	0	0	8.179	1	37.467	60%	19.888	2	89.755	69%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	224.859	5	1.026.754	60%	224.859	5	1.026.754	60%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	686.533	8	3.053.283	65%	686.533	8	3.053.283	65%	
RL.10	<500.000.000	583.905	3	2.636.933	76%	0	0	0	0	0	0	0	0	4.087.285	13	15.009.520	75%	4.671.191	16	17.646.453	75%	
RL.11	>500.000.000	105.698.165	28	496.925.240	73%	7.926.500	3	65.941.600	33%	0	0	0	0	65.870.582	38	220.728.269	82%	179.495.247	69	783.595.109	72%	
16-60 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35.186.703	161	123.339.289	79%	35.186.703	161	123.339.289	79%	
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	31%	0	1	1	31%	
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83%	0	0	0	83%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	365	4	2.596	38%	365	4	2.596	38%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.984	8	73.776	33%	8.984	8	73.776	33%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	83.882	31	466.408	49%	83.882	31	466.408	49%	
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	253.337	27	1.463.953	48%	253.337	27	1.463.953	48%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	689.827	26	3.354.324	57%	689.827	26	3.354.324	57%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.764.020	17	7.245.445	67%	1.764.020	17	7.245.445	67%	
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8.415.146	28	29.500.287	78%	8.415.146	28	29.500.287	78%	
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	23.971.142	19	81.232.497	81%	23.971.142	19	81.232.497	81%	
4-16 bar		329.325	1	1.316.758	86%	0	0	0	0	0	0	0	0	99.792.347	3.834	388.609.107	71%	100.121.672	3.835	389.925.865	71%	
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	628	71	159.656	1%	628	71	159.656	1%	
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	272	28	19.492	4%	272	28	19.492	4%	
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.030	74	59.185	14%	3.030	74	59.185	14%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	59.072	357	490.454	34%	59.072	357	490.454	34%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	657.496	760	2.845.932	64%	657.496	760	2.845.932	64%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.565.075	850	9.228.330	77%	2.565.075	850	9.228.330	77%	
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5.909.247	702	31.619.556	52%	5.909.247	702	31.619.556	52%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	15.226.913	551	75.280.346	56%	15.226.913	551	75.280.346	56%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25.149.930	281	95.949.842	73%	25.149.930	281	95.949.842	73%	
RL.10	<500.000.000	329.325	1	1.316.758	86%	0	0	0	0	0	0	0	0	36.411.448	145	127.253.960	79%	36.740.773	146	128.570.718	79%	
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	13.811.236	15	45.702.352	83%	13.811.236	15	45.702.352	83%	
c4 bar		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.363.978	171.150	8.638.248	43%	69.301.120	7.928.339	486.636.509	39%	
RL.1	<3.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	248.511	116.360	1.682.337	40%	11.236.772	4.585.052	82.193.894	37%	
RL.2	<15.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	329.131	43.777	2.691.172	34%	21.232.534	2.877.560	174.125.823	33%	
RL.3	<50.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	167.523	9.527	1.369.770	34%	7.162.209	387.379	58.736.537	33%	
RL.4	<300.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153.101	1.148	719.936	58%	7.336.348	56.425	48.333.503	42%	
RL.5	<1.500.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	152.140	269	714.614	58%	12.860.919	19.974	78.300.876	45%	
RL.6	<5.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	87.031	45	408.789	58%	3.279.153	1.397	18.716.629	48%	
RL.7	<15.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	74.796	18	412.029	54%	3.007.419	425	13.137.036	63%	
RL.8	<50.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	151.746	5	639.602	65%	2.813.567	122	11.876.524	65%	
RL.9	<150.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.10	<500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	372.199	5	1.215.687	84%	372.199	5	1.215.687	84%	
RL.11	>500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
TOTAL		106.623.500	36	501.042.681	73%	7.926.500	3	65.941.600	33%	1.363.978	171.150	8.638.248	43%	275.164.744	7.932.418	1.238.485.838	61%	391.078.722	8.103.607	1.814.108.366	63%	
GNL DIRECTO A CLIENTE FINAL										12.605.802									12.605.802			
TOTAL SISTEMA		106.623.500	36	501.042.681	73%	7.926.500	3	65.941.600	33%	13.969.780	171.150	8.638.248	445%	275.164.744	7.932.418	1.238.485.838	61%	403.684.524	8.103.607	1.814.108.366	65%	

Fuente: CNMC

PÚBLICA

2.3. Previsiones de la capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada y de salida de la red de transporte para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023

De forma coherente al escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023 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 2022 y para el año de gas 2023 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

La capacidad contratada equivalente para el cierre del año de gas 2022 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 2021 y enero de 2022 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 (ii) la evolución registrada durante los últimos meses a enero de 2022, para el resto del periodo.

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. Asimismo, se ha considerado que en el año de gas 2022 deja de entrar gas natural a través del punto de Tarifa, tal y como han considerado tanto el GTS como las empresas en sus previsiones.

Como consecuencia de lo anterior, se estima como mejor previsión de entradas en forma de gas natural para el cierre de 2022 la cantidad de 152.204 GWh, esto es un -20,8% inferior a la registrada en 2021, pero superior al valor previsto por el GTS para dicho ejercicio (-38%).

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 2023 se ha estimado, de forma similar, considerando la información proporcionada por las empresas transportistas y el GTS.

La capacidad contratada prevista se ha desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) en función de la información disponible en el SL-ATR para los últimos 12 meses.

Resultado de lo anterior, se estima que las entradas desde conexiones internacionales y yacimientos se incrementarán un 3,1% sobre las previstas para el año de gas 2022, mientras que el GTS prevé un aumento del 1,5% respecto de sus previsiones del año de gas 2022.

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 2022 y 2023 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 2022 y 2023, 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 158 GWh en el año de gas 2022 y 618 GWh en 2023.

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 57,3% en el año de gas 2022 y un 1,0% en el año de gas 2023.

Dicho volumen se ha distribuido por planta de regasificación manteniendo la misma distribución por planta que la prevista por el GTS para dichos ejercicios.

La capacidad contratada para 2022 y 2023 se ha estimado aplicando el factor de carga registrado en el año de gas 2021 para todas las plantas a las previsiones anteriores. Dicha capacidad contratada se ha desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario) en función de la información disponible en el SL-ATR para los últimos 12 meses.

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.27).

En el Cuadro I.28 y en el Cuadro I.29 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 2022 y 2023 respectivamente.

Cuadro I.27. Desagregación del volumen y la capacidad contratada prevista para los puntos de entrada de los VIP por punto físico¹³

	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 2022						
Capacidad contratada equivalente (kWh/día) (B)			24.218.133			215.694.453
Volumen (MWh) (C)			5.080.749			42.108.669
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kW) (A) * (B)	16.649.966	7.568.167	24.218.133	158.175.932	57.518.521	215.694.453
Volumen (MWh) (A) * (C)	3.493.015	1.587.734	5.080.749	30.879.690	11.228.978	42.108.669

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatou	Total
Previsión de año de gas 2023						
Capacidad (kW) (D)			20.626.430			214.772.185
Volumen (MWh) (E)			5.549.086			44.613.440
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kW/día) (A) * (D)	14.180.671	6.445.759	20.626.430	157.499.602	57.272.583	214.772.185
Volumen (MWh) (A) * (E)	3.814.997	1.734.089	5.549.086	32.716.522	11.896.917	44.613.440

Fuente: GTS y CNMC

¹³ La capacidad técnica de Irún/Biriatou incluye la capacidad coordinada y no coordinada

Cuadro I.28. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes

Punto de entrada	Capacidad contratada promedio año de gas 2022 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
CI Tarifa	28.407	21.677	-	3.652	3.078	-	31.350
CI Medgaz	319.821	282.999	16.933	18.829	889	170	330.257
CI Biriadou	51.056	41.679	3.844	3.798	955	781	57.519
CI Larrau	140.405	114.616	10.571	10.444	2.627	2.147	158.176
CI Badajoz	12.225	5.500	-	4.451	1.890	383	16.650
CI Tuy	5.557	2.500	-	2.023	859	174	7.568
PR Barcelona	122.940	88.295	3.043	16.800	14.143	659	140.434
PR Cartagena	129.219	92.805	3.198	17.658	14.866	692	147.605
PR Huelva	171.233	122.979	4.238	23.399	19.699	917	195.598
PR Bilbao	196.488	141.118	4.863	26.851	22.605	1.053	224.447
PR Sagunto	104.475	75.034	2.586	14.277	12.019	560	119.341
PR Mugardos	94.765	68.060	2.345	12.950	10.902	508	108.249
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	105	-	-	100	4	0	140
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	142	60	-	76	6	-	168
PB Madrid	468	439	-	-	24	5	509
PB La Galera	-	-	-	-	-	-	-
AS Serrablo	7.577	-	-	-	7.577	-	12.123
AS Gaviota	10.270	-	-	-	10.270	-	16.431
AS Yela	8.105	-	-	-	8.105	-	12.967
AS Marismas	83	-	-	-	83	-	133
TOTAL	1.403.340	1.057.761	51.621	155.307	130.602	8.049	1.579.666

Fuente: CNMC

Cuadro I.29. Capacidad contratada equivalente de entrada para el año 2023 con multiplicadores calculados según la metodología de la Circular 6/2020

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	338.845	299.833	17.940	19.949	942	180	349.736
CI Biriattou	53.135	44.179	4.985	2.834	727	410	57.273
CI Larrau	146.121	121.493	13.708	7.794	1.998	1.128	157.500
CI Badajoz	13.352	12.031	689	-	542	89	14.181
CI Tuy	6.069	5.469	313	-	246	41	6.446
PR Barcelona	124.184	89.189	3.074	16.970	14.287	665	140.159
PR Cartagena	130.526	93.743	3.231	17.837	15.016	699	147.317
PR Huelva	172.965	124.223	4.281	23.636	19.898	927	195.216
PR Bilbao	198.476	142.545	4.912	27.122	22.833	1.063	224.009
PR Sagunto	105.532	75.793	2.612	14.421	12.141	565	119.108
PR Mugardos	95.724	68.749	2.369	13.081	11.012	513	108.038
Yac.Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Aznalcázar	105	-	-	100	4	0	140
Yac. Poseidón	-	-	-	-	-	-	-
Yac.Viura	158	67	-	84	7	-	187
PB Madrid	580	544	-	-	29	7	625
PB La Galera	127	119	-	-	6	1	137
AS Serrablo	7.631	-	-	-	7.631	-	11.446
AS Gaviota	9.514	-	-	-	9.514	-	14.270
AS Marismas	9.774	-	-	-	9.774	-	14.661
AS Yela	108	-	-	-	108	-	161
TOTAL	1.412.924	1.077.978	58.114	143.828	126.715	6.289	1.560.609

Fuente: CNMC

2.3.1.4. Entradas a la red de transporte

En el Cuadro I.30 se muestran las previsiones del volumen y las capacidades contratadas equivalentes por punto de entrada previstas para el cierre del año de gas 2022 y 2023.

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

Puntos de entrada	Año Gas 2022			Año Gas 2023			Tasa de Variación 2023 s/ 2022		
	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	152.010.601	601.519.654	69,2%	156.614.721	585.134.472	73,3%	3,0%	-2,7%	5,9%
Tarifa GME	4.345.626	31.349.717	38,0%	0	0		-100,0%	-100,0%	
MEDGAZ	100.475.558	330.257.350	83,4%	106.452.196	349.735.857	83,4%	5,9%	5,9%	0,0%
CI Biriattou	11.228.978	57.518.521	53,5%	11.896.917	57.272.583	56,9%	5,9%	-0,4%	6,4%
CI Larrau	30.879.690	158.175.932	53,5%	32.716.522	157.499.602	56,9%	5,9%	-0,4%	6,4%
CI Badajoz	3.493.015	16.649.966	57,5%	3.814.997	14.180.671	73,7%	9,2%	-14,8%	28,2%
CI Tuy	1.587.734	7.568.167	57,5%	1.734.089	6.445.759	73,7%	9,2%	-14,8%	28,2%
Desde planta de regasificación	262.761.342	935.673.531	76,9%	265.419.402	933.847.103	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Barcelona	39.437.366	140.433.517	76,9%	39.836.309	140.159.392	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Cartagena	41.451.331	147.605.098	76,9%	41.870.648	147.316.974	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Huelva	54.928.923	195.597.797	76,9%	55.484.577	195.215.991	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Bilbao	63.030.472	224.446.806	76,9%	63.668.080	224.008.687	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Sagunto	33.514.098	119.341.202	76,9%	33.853.122	119.108.249	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Mugardos	30.399.152	108.249.111	76,9%	30.706.666	108.037.809	77,9%	1,0%	-0,2%	1,2%
Desde AA.SS.	8.785.848	41.654.836	57,8%	9.207.881	40.538.759	62,2%	4,8%	-2,7%	7,7%
Serrablo	2.506.948	12.123.201	56,7%	2.587.950	11.445.832	61,9%	3,2%	-5,6%	9,3%
Gaviota	3.519.287	16.431.491	58,7%	3.252.534	14.270.485	62,4%	-7,6%	-13,2%	6,4%
Yela	2.729.013	12.967.461	57,7%	3.327.670	14.660.948	62,2%	21,9%	13,1%	7,9%
Marismas	30.600	132.683	63,2%	39.728	161.494	67,4%	29,8%	21,7%	6,7%
Otros	192.911	817.533	64,6%	273.469	1.088.902	68,8%	41,8%	33,2%	6,4%
Marismas	0	0		0	0				
Aznalcázar	750	140.411	1,5%	750	139.786	1,5%			
Poseidon	0	0		0	0				
Viura	44.597	168.363	72,6%	49.719	187.041	72,8%	11,5%	11,1%	0,4%
Madrid	147.565	508.759	79,5%	183.000	625.380	80,2%	24,0%	22,9%	0,9%
La Galera	0	0		40.000	136.695	80,2%			
TOTAL	423.750.703	1.579.665.554	73%	431.515.473	1.560.609.237	75,8%	1,8%	-1,2%	3,1%

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 año de gas 2021, 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 2022 y para el año de gas 2023 se corresponde con la previsión del volumen de gas inyectado facilitada por el GTS para sendos ejercicios.

PÚBLICA

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.31 se muestra las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2022 remitidas por el GTS y las empresas transportistas, a principios del año 2022. Ambos agentes contemplan una disminución de las exportaciones hacia Francia, del -26,0% en el caso del GTS y del -78,9% en el caso de las empresas transportistas. En relación con las previsiones de exportación con destino a Portugal ambos agentes prevén una disminución de las exportaciones hacia Portugal, del -73,1% en el caso del GTS y del -38,7% en el caso de las empresas transportistas.

Cuadro I.31. Previsión de exportaciones para el año de gas 2022 remitida por el GTS y las empresas transportistas

		Año Gas 2021			
		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
	Francia	14.272.317	126.989.027		
	Portugal	5.684.260	43.674.839		
	TOTAL	19.956.577	170.663.866		
		Previsión cierre Año Gas 2022		Tasa de variación sobre Año Gas 2021	
GTS		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
	Francia	10.567.231	128.117.812	-26,0%	0,9%
	Portugal	1.531.828	8.502.312	-73,1%	-80,5%
	TOTAL	12.099.059	136.620.124	-39,4%	-19,9%
		Previsión cierre Año Gas 2022		Tasa de variación sobre Año Gas 2021	
Empresas		Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen	Capacidad contratada equivalente
	Francia	3.009.504	221.612.386	-78,9%	74,5%
	Portugal	3.482.581	56.694.283	-38,7%	29,8%
	TOTAL	6.492.085	278.306.669	-67,5%	63,1%

Fuente: GTS, Empresas distribuidoras y CNMC.

PÚBLICA

Respecto al volumen, teniendo en cuenta la elevada incertidumbre ocasionada por el conflicto bélico entre la Federación de Rusia y Ucrania y la posibilidad de que la UE reduzca las importaciones de Rusia en el corto plazo, se ha estimado la exportación por Francia considerando los datos registrados entre octubre de 2021 a abril de 2022, y para el resto de los meses del año de gas, el promedio de los últimos cuatro meses con información disponible. Respecto al volumen asociado a las exportaciones hacia Portugal, se ha mantenido la previsión del GTS.

Atendiendo a la evolución registrada en los últimos meses, se ha considerado como mejor previsión de la capacidad contratada para 2022 de exportación a Francia, la cantidad de 179,7 GWh/día, resultante de considerar la capacidad realmente contratada entre octubre de 2021 y abril de 2022 y para el resto del periodo que se mantiene la contratación promedio registrada en los últimos 4 meses para cada producto (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario), según la información disponible en el SL-ATR. La capacidad contratada de exportaciones con destino a Portugal (10,2 GWh/día) resulta de considerar previsiones facilitadas por el GTS. Finalmente, considerando los multiplicadores vigentes, se ha estimado una capacidad contratada equivalente de 213,2 GWh/día para el VIP de Francia y de 14,4 GWh/día para el VIP de Portugal.

Como resultado de lo anterior, se estima que las exportaciones hacia Francia se incrementarán un 90,4% respecto de las registradas en el año de gas 2021, mientras que las de Portugal se reducirán un -47,1% (véase Cuadro I.32).

Adicionalmente se ha incluido como punto de salida la conexión internacional de Tarifa, si bien, al no disponerse del marco jurídico y técnico que permita la utilización de dicha conexión internacional como punto de salida, se ha considerado una previsión nula.

Cuadro I.32. Previsión de la CNMC de las exportaciones para el año de gas 2022

Empresas	Año Gas 2021		Tasa de variación sobre año de gas 2021	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)		
CI Tarifa	-	-		
Francia	14.272.317	126.989.027	90,4%	67,9%
Portugal	5.684.260	43.674.839	-47,1%	-67,0%
TOTAL	19.956.577	170.663.866	51,3%	33,4%

CNMC	Prevision de cierre 2022		Tasa de variación sobre año de gas 2021	
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (kWh/día)
CI Tarifa	-	-		
Francia	27.179.250	213.185.936	90,4%	67,9%
Portugal	3.009.504	14.401.982	-47,1%	-67,0%
TOTAL	30.188.754	227.587.918	51,3%	33,4%

Fuente: CNMC

En el Cuadro I.33 se muestran las previsiones de las exportaciones de gas natural para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023 remitidas por el GTS y las empresas transportistas. Se observa que el GTS estima que el volumen de exportaciones se reducirá un 7,2% en el año de gas 2023 respecto de su previsión de cierre para el año de gas 2022 debido a una reducción de las exportaciones con destino a Portugal (-32,0%) y Francia (-3,7%), mientras que las empresas transportistas estiman que el volumen de exportaciones se incrementará un 3,0% respecto de su previsión de cierre del año de gas 2022 para ambas interconexiones.

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

	Prevision cierre Año Gas 2022 (A)		Prevision Año Gas 2023 (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
GTS						
Francia	10.567.231	128.117.812	10.180.703	128.117.812	-3,7%	0,0%
Portugal	1.531.828	8.502.312	1.041.292	9.361.264	-32,0%	10,1%
TOTAL	12.099.059	136.620.124	11.221.995	137.479.077	-7,2%	0,6%

	Prevision cierre Año Gas 2022 (A)		Prevision Año Gas 2023 (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
Empresas						
Francia	3.009.504	221.612.386	3.100.987	228.348.987	3,0%	3,0%
Portugal	3.482.581	56.694.283	3.588.445	58.417.683	3,0%	3,0%
TOTAL	6.492.085	278.306.669	6.689.432	286.766.670	3,0%	3,0%

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 2023 la previsión de cierre para el año 2022 en el caso de las exportaciones hacia Francia, y la previsión del GTS en el caso de las exportaciones hacia Portugal. En relación con la capacidad contratada se ha mantenido las previsiones del cierre de 2022. Respecto a la previsión de exportación hacia Marruecos por la conexión internacional de Tarifa se ha mantenido una previsión nula (véase Cuadro I.34)

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

	Prevision cierre Año Gas 2022 (A)		Prevision año Gas 2023 (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
CI Tarifa	-	-	-	-		
Francia	27.179.250	213.185.936	27.179.250	213.185.936	0,0%	0,0%
Portugal	3.009.504	14.401.982	3.100.987	14.401.982	3,0%	0,0%
TOTAL	30.188.754	227.587.918	30.280.237	227.587.918	0,3%	0,0%

Fuente: CNMC.

PÚBLICA

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) se ha desagregado la previsión remitida por el GTS por planta de regasificación en función de la previsión de entrada desde dichas plantas.

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 satélites, 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 sobre la ubicación del punto de suministro y las variables de facturación de consumidores conectados a redes de presión superior a 4 bar y de los consumidores conectados a redes de presión de diseño inferior o igual a 4 bar con telemedida instalada (consumo anual superior a 5 GWh), en la base de datos de liquidaciones del sector gasista (SIFCO).
- Demanda desagregada por municipio y peaje de acceso, en SIFCO.
- Demanda diaria por punto de salida del año de gas 2021 proporcionada por el GTS.
- Relación de CUPS de aquellos suministros con telemedida instalada por punto de salida proporcionada por el GTS.
- Relación entre punto de salida de la red de transporte y municipio, remitida 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 asociados a este 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 teledistribución instalada en el último año de gas disponible (2021).

La capacidad contratada prevista para el resto de los consumidores abastecidos desde ese punto de salida se estima a partir de la capacidad contratada de los consumidores conectados a presión inferior a 4 bar y en los grupos tarifarios RL.1 a RL.6, para lo que se ha procedido de la siguiente manera:

- Se han considerado como los factores de carga previsto para los años de gas 2022 y 2023, calculados de acuerdo con el procedimiento descrito anteriormente.
- Se ha estimado la capacidad contratada por peaje de acceso y municipio como resultado de aplicar el factor de carga del peaje correspondiente a la demanda de los consumidores en dichos grupos tarifarios en cada uno de los municipios abastecidos desde la red de transporte, de acuerdo con la información disponible en SIFCO.
- 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 año de gas 2021, de acuerdo con la información facilitada por el GTS.

- Una vez se dispone de la capacidad contratada correspondiente al ejercicio 2021 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 2022 y 2023 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 2021.

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

PÚBLICA

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.35).

En el Cuadro I.36 y en el Cuadro I.37 se muestran, para cada punto de salida la capacidad contratada, desglosado por tipo de contrato (anual, trimestral, mensual, diario e intradiario), y la capacidad contratada equivalente correspondiente para los años de gas 2022 y 2023 respectivamente.

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

	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Capacidad contratada técnica (1)	134	10	144	165	60	225
% sobre total (A)	93%	7%	100%	73%	27%	100%
	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Previsión de cierre del año de gas 2022						
Capacidad (kWh) (B)			14.401.982			213.185.936
Volumen (MWh) (C)			3.009.504			27.179.250
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (B)	13.401.845	1.000.138	14.401.982	156.336.353	56.849.583	213.185.936
Volumen (MWh) (A) * (C)	2.800.510	208.993	3.009.504	19.931.450	7.247.800	27.179.250
	VIP Ibérico (GWh/d)			VIP Pirineos (GWh/d)		
	Badajoz	Tuy	Total	Larrau	Irún/Biriatiou	Total
Previsión de año de gas 2023						
Capacidad (kWh) (D)			14.401.982			213.185.936
Volumen (MWh) (E)			3.100.987			27.179.250
Desagregación por punto físico						
Capacidad (kWh) (A) * (D)	13.401.845	1.000.138	14.401.982	156.336.353	56.849.583	213.185.936
Volumen (MWh) (A) * (E)	2.885.641	215.346	3.100.987	19.931.450	7.247.800	27.179.250

Fuente: GTS y CNMC

Cuadro I.36. Previsión de la capacidad contratada equivalente de salida para el año 2022 con multiplicadores vigentes

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2022 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	189.901	131.668	85	26.214	27.095	4.839	227.588
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriátou	47.927	34.527	-	5.944	6.244	1.212	56.850
CI Larrau	131.798	94.950	-	16.345	17.171	3.333	156.336
CI Badajoz	9.469	2.039	79	3.653	3.425	274	13.402
CI Tuy	707	152	6	273	256	20	1.000
Planta de regasificación	25	-	-	2	22	2	69
PR Barcelona	4	-	-	0	4	0	11
PR Cartagena	4	-	-	0	3	0	10
PR Huelva	5	-	-	0	4	0	14
PR Bilbao	6	-	-	0	5	0	16
PR Sagunto	3	-	-	0	2	0	7
PR Mugardos	4	-	-	0	3	0	10
Almacenamiento Subterráneo	36.696	-	-	-	36.696	-	58.714
AS Serrablo	13.839	-	-	-	13.839	-	22.143
AS Gaviota	10.759	-	-	-	10.759	-	17.214
AS Yela	12.098	-	-	-	12.098	-	19.357
AS Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Salida nacional	1.656.709	1.497.967	8.141	64.281	73.074	13.246	1.757.757
P > 60 bar	673.411	527.480	7.118	53.927	71.859	13.027	770.385
16 bar < P ≤ 60 bar	118.661	118.072	-	345	90	155	119.270
4 bar < P ≤ 16 bar	374.610	362.550	1.023	9.878	1.095	64	378.012
P ≤ 4 bar	481.622	481.521	-	71	30	1	481.652
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.405	8.344	-	60	-	-	8.438
TOTAL SALIDAS	1.883.331	1.629.635	8.226	90.497	136.887	18.086	2.044.128

Fuente: CNMC

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.

Punto de salida	Capacidad contratada año Gas 2023 (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)
Conexión Internacional (*)	189.901	131.668	85	26.214	27.095	4.839	227.588
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriátou	47.927	34.527	-	5.944	6.244	1.212	56.850
CI Larrau	131.798	94.950	-	16.345	17.171	3.333	156.336
CI Badajoz	9.469	2.039	79	3.653	3.425	274	13.402
CI Tuy	707	152	6	273	256	20	1.000
Planta de regasificación	25	-	-	2	21	2	69
PR Barcelona	4	-	-	0	3	0	11
PR Cartagena	4	-	-	0	3	0	10
PR Huelva	5	-	-	0	4	0	14
PR Bilbao	6	-	-	0	5	0	16
PR Sagunto	3	-	-	0	2	0	7
PR Mugardos	4	-	-	0	3	0	10
Almacenamiento Subterráneo	28.945	-	-	-	28.945	-	46.312
AS Serrablo	10.583	-	-	-	10.583	-	16.932
AS Gaviota	7.154	-	-	-	7.154	-	11.446
AS Yela	11.209	-	-	-	11.209	-	17.934
AS Marismas	-	-	-	-	-	-	-
Salida nacional	1.706.958	1.538.873	8.590	67.927	77.516	14.053	1.814.108
P > 60 bar	702.634	547.783	7.535	57.235	76.256	13.825	805.568
16 bar < P ≤ 60 bar	122.710	122.102	-	355	93	160	123.339
4 bar < P ≤ 16 bar	386.403	373.941	1.055	10.204	1.136	67	389.926
P ≤ 4 bar	486.607	486.503	-	72	31	1	486.637
P ≤ 4 bar Plantas Satélite	8.605	8.545	-	60	-	-	8.638
TOTAL SALIDAS	1.925.829	1.670.541	8.675	94.143	133.577	18.893	2.088.077

Fuente: Base de datos de liquidaciones (SIFCO) y 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.38 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 2022 y el año de gas 2023, 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.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

Puntos de salida	Año Gas 2022			Año Gas 2023			Tasa de Variación 2023 s/ 2022		
	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen (MWh)	Capacidad contratada equivalente (KWh/día)	Factor de carga (%)	Volumen	Capacidad contratada equivalente	Factor de carga
Conexión Internacional	30.188.754	227.587.918	36,3%	30.280.237	227.587.918	36,5%	0,3%	0,0%	0,3%
CI Tarifa	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Biriadou	7.247.800	56.849.583	34,9%	7.247.800	56.849.583	34,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Larrau	19.931.450	156.336.353	34,9%	19.931.450	156.336.353	34,9%	0,0%	0,0%	0,0%
CI Badajoz	2.800.510	13.401.845	57,3%	2.885.641	13.401.845	59,0%	3,0%	0,0%	3,0%
CI Tuy	208.993	1.000.138	57,3%	215.346	1.000.138	59,0%	3,0%	0,0%	3,0%
Planta de regasificación	8.870	69.168	35,1%	8.870	69.168	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Barcelona	1.436	11.197	35,1%	1.436	11.197	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Cartagena	1.280	9.981	35,1%	1.280	9.981	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Huelva	1.842	14.362	35,1%	1.842	14.362	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Bilbao	2.023	15.779	35,1%	2.023	15.779	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Sagunto	955	7.447	35,1%	955	7.447	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Mugardos	1.334	10.403	35,1%	1.334	10.403	35,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Desde AA.SS.	12.235.523	58.713.681	57,1%	9.865.532	46.311.929	58,4%	-19,4%	-21,1%	2,2%
Serrablo	4.256.665	22.142.970	52,7%	3.591.156	16.932.068	58,1%	-15,6%	-23,5%	10,3%
Gaviota	3.814.733	17.213.670	60,7%	2.492.944	11.445.932	59,7%	-34,6%	-33,5%	-1,7%
Yela	4.164.125	19.357.041	58,9%	3.781.431	17.933.929	57,8%	-9,2%	-7,4%	-2,0%
Marismas	0	0	-	0	0	-	-	-	-
Salida nacional	379.102.301	1.749.319.108	59,4%	389.714.744	1.805.470.118	59,1%	2,8%	3,2%	-0,4%
P > 60 bar	179.483.143	770.385.186	65,8%	185.105.249	805.568.455	63,0%	-3,0%	4,6%	-4,4%
16 bar < P ≤ 60 bar	34.026.423	119.270.118	78,2%	35.186.703	123.339.289	78,2%	3,4%	3,4%	0,0%
4 bar < P ≤ 16 bar	97.064.137	378.012.228	72,6%	100.121.672	389.925.865	70,3%	3,2%	3,2%	-3,1%
P ≤ 4 bar	68.528.597	481.651.576	39,0%	69.301.120	486.636.509	39,0%	1,1%	1,0%	0,1%
TOTAL	421.535.448	2.035.689.875	56,7%	429.869.383	2.079.439.133	56,6%	2,0%	2,1%	-0,2%

Fuente: GTS y CNMC

2.4. Previsión de las variables de facturación de la actividad de regasificación para el cierre de 2022 y 2023

Teniendo en cuenta el escenario de demanda previsto para el cierre del año de gas 2022 y para el año de gas 2023, 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 2022 y 2023 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 2022 y 2023.

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 y de distribución y, de las previsiones de demanda de cisternas destinadas a bunkering, gas vehicular, a las exportaciones y otros destinos remitidas por las empresas transportistas. Dicha previsión de demanda se ha distribuido por tipo de contrato de acuerdo con la información facilitada por las empresas.

Las capacidades contratadas de carga en cisternas previstas para el año de gas 2022 y 2023 se han calculado aplicando los factores de carga por tipo de contrato implícitos en las previsiones de las empresas a las previsiones determinadas conforme a lo señalado anteriormente.

Por último, el número de cisternas y el tiempo medio de carga son el resultante de considerar la información proporcionada por las empresas.

2.4.3. Descarga de buques

El volumen y el número de barcos que se descarga en cada una de las plantas para el año de gas 2022 se ha estimado teniendo en cuenta la información disponible en el SL-ATR a fecha de 11 de mayo de 2022 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 cuanto al volumen que se descarga en cada una de las plantas para el año de gas 2023 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.

La previsión del número de barcos para el año de gas 2023 se ha determinado considerando los tamaños medios de las descargas registrado en el año de gas

2021 facilitadas por las empresas transportistas. La distribución por tamaño de buque se ha realizado aplicando la prevista por las empresas transportistas para dicho ejercicio. Por último, como mejor previsión del tiempo medio de descarga se ha tomado el valor previsto por dichas empresas.

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

Las previsiones del volumen trasvasado y número de operaciones de trasvases de planta a buque para 2022 se han realizado considerando la información disponible en el SL-ATR a fecha de 11 de mayo de 2022. En la previsión del tiempo medio de cada operación se ha considerado la información facilitada por las empresas transportistas. Para el año de gas 2023 se han mantenido el valor previsto para el año de gas 2022.

Las previsiones de buque a buque y de puesta en frío se corresponden al promedio de los últimos cuatro años con información disponible.

2.4.5. Licuefacción virtual

Como se ha indicado, la previsión de licuefacción virtual de los años de gas 2022 y 2023 se corresponde con la previsión facilitada por el GTS. El desglose de la capacidad contratada por tipo de producto se corresponde asimismo con el registrado en el año de gas 2021.

2.4.6. Almacenamiento de GNL

El volumen almacenado previsto para el año de gas 2022 es de 4.572.616 GWh/año. Este valor se ha determinado considerando el promedio mensual registrado entre octubre de 2021 y abril de 2022 según la información facilitada por el Gas Infrastructure Europe¹⁴, y el factor de conversión de m³ a MWh que se emplea en la determinación de la TUR. Respecto a la capacidad contratada se ha determinado aplicando el factor de carga implícito en las previsiones facilitadas por el GTS, lo que supone una previsión de 17.382 GWh/día.

Para el año de gas 2023, se estima que la previsión del volumen almacenado se incrementará un 1,0%. En cuanto a la capacidad contratada, se ha mantenido el factor de carga considerado para el año de gas 2022. El desglose de la

¹⁴ Disponible en : <https://alsi.gie.eu/#/historical/ES>

capacidad contratada por tipo de producto se ha determinado considerando la información de los últimos 12 meses disponible en el SL-ATR.

En el Cuadro I.39 y en el Cuadro I.40 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.39 Capacidad contratada equivalente de regasificación, carga en cisternas y almacenamiento de GNL para el año de gas 2022 con multiplicadores vigentes

Previsión Año Gas 2022							
Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	
Regasificación	791.893	560.865	20.280	115.927	90.652	4.169	940.269
Carga en cisternas	61.680	33.517	17.193	9.190	1.671	109	67.239
Licuefacción Virtual	25	-	-	2	22	2	52
Almacenamiento de GNL	17.382.534	11.735.078	1.658.937	2.144.121	1.841.145	3.254	19.691.626

Fuente: CNMC

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

Previsión Año Gas 2023							
Capacidad contratada prevista (MWh/día)	Anual	Trimestral	Mensual	Diaria	Intradiaria	Capacidad contratada equivalente (MWh/día)	
Regasificación	799.903	566.539	20.485	117.100	91.569	4.211	951.830
Carga en cisternas	65.441	22.374	31.401	9.564	1.988	115	72.584
Licuefacción Virtual	25	-	-	2	21	2	52
Almacenamiento de GNL	17.558.374	11.853.789	1.675.718	2.165.810	1.859.769	3.287	19.674.242

Fuente: CNMC

A modo de resumen, en el Cuadro I.41 se presentan las variables de facturación de la actividad de regasificación previstas para el cierre del año de gas 2022 y el año de gas 2023.

Cuadro I.41 Escenario de regasificación, almacenamiento de GNL y almacenamiento subterráneo previsto para los años de gas 2022 y 2023

	Año Gas 2022		Año Gas 2023	
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	MWh regasificados	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	MWh regasificados
Regasificación	940.269	262.761.342	951.830	265.419.402
	Nº de buques	MWh descargados de buques	Nº de buques	MWh descargados de buques
Descarga de buques	316	301.775.019	331	286.922.422
S ≤ 40.000 m3	0	0	0	0
M: 40.000 - 75.000 m3	10	4.950.000	26	12.700.161
L: 75.000 - 150.000 m3	144	138.377.000	209	180.956.197
XL: 150.000 m3 - 216.000 m3	161	157.888.019	96	93.266.063
XXL > 216.000 m3	1	560.000	0	0
	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de GNL a buque
Trasvase de GNL a buque	54	19.742.413	54	19.742.413
	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque	Nº de buques	MWh trasvasados de buque a buque
Trasvase de buque a buque	0	0	0	0
	Nº de buques	MWh puestos en frío	Nº de buques	MWh puestos en frío
Puesta en frío	9	176.898	9	176.898
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	MWh cargados en cisternas	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	MWh cargados en cisternas
Carga en cisternas	67.239.156	14.818.665	72.584.001	15.514.473
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen de gas almacenado (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen de gas almacenado (MWh)
Almacenamiento de GNL	19.691.625.564	4.572.615.970	19.674.242.415	4.618.871.951
	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)	Caudal contratado equivalente (kWh/día)/mes	Volumen Licuefacción Virtual (MWh)
Licuefacción Virtual	52.362	8.870	52.005	8.870

Fuente: CNMC

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

Demanda en consumidor final

El escenario de demanda para el periodo 2022 al 2026 elaborado por la CNMC, se resume en el Cuadro I.42.

Cuadro I.42 Demanda en consumidor final prevista para el periodo 2022-2026

GWh	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	392.756	403.685	353.113	342.023	330.081
Demanda generación eléctrica	110.718	114.550	56.948	43.350	29.123
Demanda Convencional	282.037	289.135	296.165	298.674	300.958
Industrial	199.855	205.864	211.816	213.421	215.042
P > 60 bar	69.075	70.885	72.047	72.162	72.219
16 < P ≤ 60 bar	34.026	35.187	36.585	36.907	37.185
4 < P ≤ 16 bar	96.754	99.792	103.184	104.352	105.637
Doméstica	69.860	70.665	71.453	72.129	72.572
GNL directo a cliente final	12.322	12.606	12.896	13.124	13.344

Tasa de crecimiento sobre el anterior año de gas (%)	2022	2023	2024	2025	2026
Demanda Total	8,4%	2,8%	-12,5%	-3,1%	-3,5%
Demanda generación eléctrica	41,4%	3,5%	-50,3%	-23,9%	-32,8%
Demanda Convencional	-0,8%	2,5%	2,4%	0,8%	0,8%
Industrial	-1,4%	3,0%	2,9%	0,8%	0,8%
P > 60 bar	-1,3%	2,6%	1,6%	0,2%	0,1%
16 < P ≤ 60 bar	-2,7%	3,4%	4,0%	0,9%	0,8%
4 < P ≤ 16 bar	-1,0%	3,1%	3,4%	1,1%	1,2%
Doméstica	0,3%	1,2%	1,1%	0,9%	0,6%
GNL directo a cliente final	4,2%	2,3%	2,3%	1,8%	1,7%

Fuente: CNMC

A continuación, se presenta el escenario de demanda para el periodo 2024 al 2026 elaborado por la CNMC, confeccionado manteniendo los multiplicadores aplicables en el año de gas 2023 calculados conforme a la metodología establecida en la Circular 6/2020, y que se resume en el Cuadro I.43.

Cuadro I.43 Demanda en consumidor final por nivel de presión y grupo tarifario 2022-2026

	Año Gas 2022			Año Gas 2023			Año Gas 2024		
	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar	179.483.143	122	770.385.186	185.105.249	122	805.568.455	128.839.191	122	546.238.480
RL1	0	1	1.792	0	1	1.902	0	1	900
RL2	21	2	89	22	2	91	22	2	93
RL3	289	7	2.394	298	7	3.019	294	7	2.035
RL4	1.413	10	45.405	1.463	10	112.139	1.280	10	55.498
RL5	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL6	5.602	2	38.930	5.749	2	39.950	5.843	2	40.605
RL7	18.999	2	85.765	19.888	2	89.755	13.853	2	62.824
RL8	219.119	5	1.000.543	224.859	5	1.026.754	228.546	5	1.043.590
RL9	669.007	8	2.975.339	686.533	8	3.053.283	697.790	8	3.102.687
RL10	4.532.968	16	17.110.274	4.671.191	16	17.646.453	4.430.576	16	16.503.416
RL11	174.035.724	69	749.124.655	179.495.247	69	783.595.109	123.460.986	69	525.426.832
16-60 bar	34.026.423	158	119.270.118	35.186.703	161	123.339.289	36.585.200	169	128.243.718
RL1	0	1	1	0	1	1	0	1	1
RL2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL4	364	3	2.590	365	4	2.596	379	4	2.699
RL5	8.832	9	72.531	8.984	8	73.776	9.341	9	76.708
RL6	83.724	30	465.530	83.882	31	466.408	87.216	32	484.946
RL7	250.952	27	1.450.168	253.337	27	1.463.953	263.406	29	1.522.148
RL8	676.260	25	3.288.356	689.827	26	3.354.324	717.244	27	3.487.667
RL9	1.653.102	16	6.789.866	1.764.020	17	7.245.445	1.834.131	18	7.533.875
RL10	8.151.730	28	28.576.851	8.415.146	28	29.500.287	8.749.607	30	30.672.766
RL11	23.201.459	18	78.624.225	23.971.142	19	81.232.497	24.923.876	20	84.462.908
4-16 bar	97.064.137	3.686	378.012.228	100.121.672	3.835	389.925.865	103.340.087	4.075	402.430.016
RL1	597	70	151.657	628	71	159.656	649	75	165.082
RL2	255	27	18.290	272	28	19.492	281	30	20.155
RL3	2.537	72	49.552	3.030	74	59.185	3.133	78	61.197
RL4	52.023	348	431.932	59.072	357	490.454	61.080	380	507.028
RL5	604.465	729	2.616.391	657.496	760	2.845.932	679.844	807	2.942.595
RL6	2.486.975	812	8.954.333	2.563.075	850	9.228.330	2.650.194	904	9.541.800
RL7	5.739.705	673	30.712.363	5.909.247	702	31.619.556	6.110.101	746	32.692.943
RL8	14.828.542	528	73.310.840	15.226.913	551	75.280.346	15.744.473	586	77.837.228
RL9	24.165.824	273	92.195.367	25.149.930	281	95.949.842	26.004.771	298	99.201.872
RL10	35.866.234	140	125.504.681	36.740.773	146	128.570.718	37.804.883	155	132.204.478
RL11	13.316.980	15	44.066.822	13.811.236	15	45.702.352	14.280.677	16	47.255.638
<4 bar	68.528.597	7.869.295	481.651.576	69.301.120	7.928.339	486.636.509	70.022.031	7.974.049	491.295.691
RL1	11.160.753	4.554.033	81.637.838	11.236.772	4.585.052	82.193.894	11.300.893	4.610.264	82.662.922
RL2	21.052.373	2.853.143	172.649.343	21.232.534	2.877.590	174.125.823	21.353.695	2.893.382	175.119.448
RL3	7.112.837	384.709	58.331.647	7.162.209	387.379	58.736.537	7.203.079	389.509	59.071.709
RL4	7.236.939	55.661	47.678.575	7.336.348	56.425	48.333.503	7.458.686	58.259	49.139.494
RL5	12.772.500	19.837	77.762.555	12.860.919	19.974	78.300.876	13.075.382	20.623	79.606.590
RL6	3.163.009	1.384	18.053.704	3.279.153	1.397	18.716.629	3.333.835	1.442	19.028.740
RL7	2.928.266	408	12.791.280	3.007.419	425	13.137.036	3.057.570	439	13.356.134
RL8	2.739.516	115	11.563.943	2.813.567	122	11.876.524	2.860.485	126	12.074.695
RL9	362.403	5	1.183.691	372.199	5	1.215.687	378.406	5	1.235.960
RL10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	379.102.301	7.873.261	1.749.319.108	389.714.744	7.932.457	1.805.470.118	338.786.509	7.978.414	1.568.207.905
PLANTA SATELITE <4 bar	1.331.308	167.165	8.437.867	1.363.978	171.150	8.638.248	1.430.546	174.838	8.985.970
RL1	243.749	113.395	1.650.102	248.511	116.360	1.682.337	252.374	118.765	1.708.491
RL2	322.837	43.016	2.639.716	329.131	43.777	2.691.172	334.247	44.681	2.733.010
RL3	163.172	9.310	1.334.194	167.523	9.527	1.369.770	170.127	9.724	1.391.065
RL4	149.207	1.120	701.624	153.101	1.148	719.936	171.790	1.288	807.814
RL5	145.166	257	681.853	152.140	269	714.614	170.711	302	801.842
RL6	80.635	43	378.748	87.031	45	408.789	97.654	51	458.687
RL7	74.796	18	412.029	74.796	18	412.029	77.141	21	425.412
RL8	151.746	5	639.602	151.746	5	639.602	156.502	6	659.649
RL9	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL10	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RL11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	12.321.932			12.605.802			12.896.026		
TOTAL SISTEMA	392.755.541	8.040.425	1.757.756.975	403.684.524	8.103.607	1.814.108.366	353.113.081	8.153.252	1.577.193.875

			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
			Volumen	Clientes	Capacidad equivalente	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente
			MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)
P>60 bar			115.395.756	122	486.854.345	101.263.063	122	430.401.520
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	1	672	0	1	457
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		22	2	93	22	2	93
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		292	7	1.810	291	7	1.595
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		1.237	10	42.627	1.194	10	30.428
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		0	0	0	0	0	0
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		5.852	2	40.670	5.857	2	40.702
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		12.466	2	56.630	11.145	2	50.733
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		228.912	5	1.045.262	229.093	5	1.046.084
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		698.908	8	3.108.320	699.458	8	3.110.767
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		4.367.412	16	16.212.414	4.304.501	16	15.925.540
RL.11	C > 500.000.000		110.080.653	69	466.345.847	96.011.501	69	410.195.122
16-60 bar			36.906.669	174	129.368.252	37.185.448	179	130.345.451
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	0	1	1	0	1	1
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		0	0	0	0	0	0
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		0	0	0	0	0	0
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		382	4	2.723	385	4	2.743
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		9.423	9	77.382	9.494	9	77.967
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		87.982	33	489.207	88.647	34	492.902
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		265.721	29	1.535.513	267.728	30	1.547.112
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		723.546	28	3.518.288	729.012	28	3.544.863
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		1.850.247	18	7.599.611	1.864.223	19	7.657.015
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		8.826.488	31	30.942.294	8.893.160	32	31.176.020
RL.11	C > 500.000.000		25.142.878	21	85.203.233	25.332.798	21	85.846.826
4-16 bar			104.468.327	4.269	406.830.331	105.716.471	4.455	411.370.628
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	657	79	166.950	665	82	169.007
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		284	31	20.383	287	32	20.634
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		3.169	82	61.890	3.208	85	62.652
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		61.771	398	512.863	62.532	415	519.181
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		687.537	846	2.975.964	696.007	883	3.012.624
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		2.680.183	947	9.649.975	2.713.199	988	9.768.849
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		6.179.242	782	33.064.262	6.255.362	816	33.471.569
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		15.922.635	614	78.719.927	16.118.780	640	79.689.649
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		26.299.037	313	100.333.818	26.702.115	327	101.569.794
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000		38.191.536	163	133.533.794	38.544.131	169	134.707.449
RL.11	C > 500.000.000		14.442.276	17	47.790.506	14.620.185	18	48.379.220
<4 bar			70.647.549	8.013.967	495.291.544	71.041.727	8.052.892	497.927.268
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	11.350.440	4.632.722	83.025.344	11.397.051	4.654.619	83.366.291
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		21.447.316	2.907.477	175.887.230	21.535.391	2.921.220	176.609.519
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		7.234.660	391.406	59.330.699	7.264.369	393.257	59.574.343
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		7.570.147	59.316	49.873.823	7.626.965	60.349	50.248.153
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		13.270.778	20.998	80.796.212	13.370.382	21.363	81.402.632
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		3.383.655	1.468	19.313.101	3.409.051	1.494	19.458.056
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		3.103.261	447	13.555.694	3.126.553	454	13.657.437
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		2.903.231	129	12.255.011	2.925.021	131	12.346.992
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000		384.060	5	1.254.430	386.943	5	1.263.845
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			327.418.300	8.018.533	1.518.344.472	315.206.708	8.057.648	1.470.044.867
PLANTA SATÉLITE <4 bar			1.481.094	178.553	9.260.724	1.530.366	182.278	9.529.499
RL.1	C ≤ 5.000	kWh	256.595	121.232	1.737.068	260.767	123.710	1.765.308
RL.2	5.000 < C ≤ 15.000		339.838	45.609	2.778.723	345.363	46.542	2.823.898
RL.3	15.000 < C ≤ 50.000		172.973	9.926	1.414.332	175.785	10.129	1.437.326
RL.4	50.000 < C ≤ 300.000		183.928	1.379	864.892	195.598	1.467	919.769
RL.5	300.000 < C ≤ 1.500.000		182.773	323	858.498	194.370	343	912.969
RL.6	1.500.000 < C ≤ 5.000.000		104.554	54	491.097	111.188	58	522.256
RL.7	5.000.000 < C ≤ 15.000.000		79.383	22	437.294	81.648	24	449.776
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000		161.050	6	678.821	165.647	7	698.198
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			13.124.102			13.343.762		
TOTAL SISTEMA			342.023.496	8.197.085	1.527.605.196	330.080.836	8.239.927	1.479.574.366

Fuente: CNMC

Las previsiones para los años de gas 2024 a 2026 se han confeccionado considerando las siguientes hipótesis:

PÚBLICA

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

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 (52,7%, 25,3% y 32,1%) 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 prevén igualmente unas fuertes reducciones anuales en los años de gas 2024 (18,0%), 2025 (13,1%) y 2026 (37,9%), debido parcialmente a un incremento de la producción de electricidad a partir de fuentes renovables, y a la utilización del enlace con la península.

Estas previsiones se han realizado considerando a la información facilitada por el Operador del Sistema eléctrico.

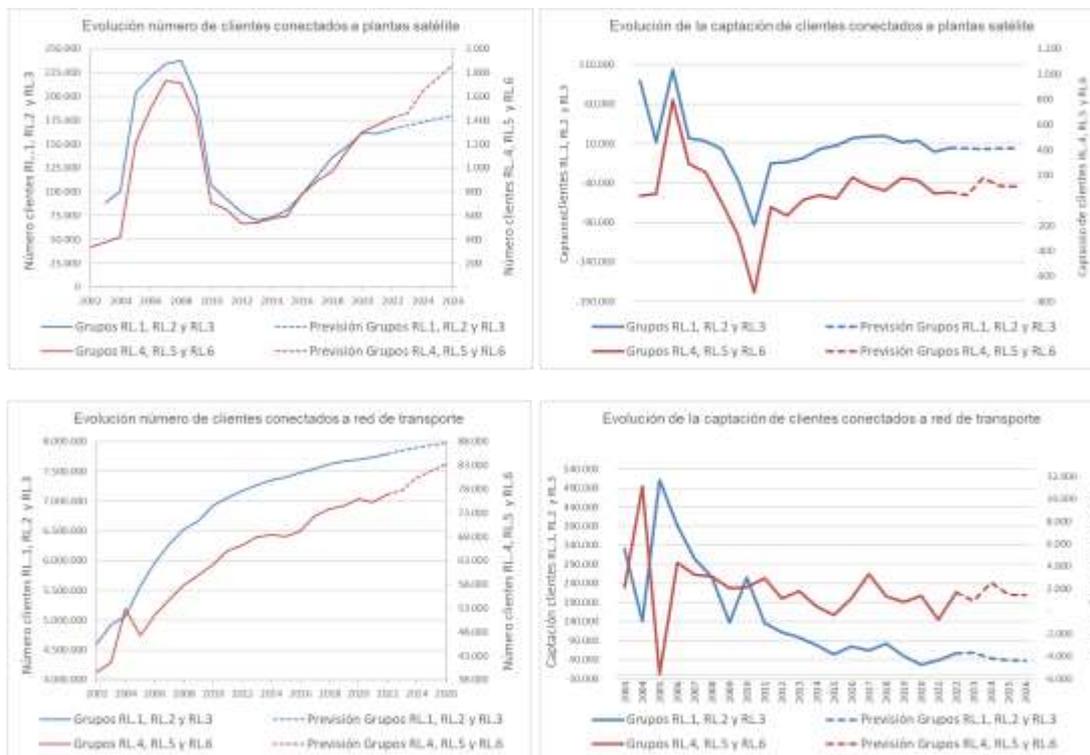
Demanda convencional industrial: Las tasas de variación consideradas para el periodo de los años de gas 2024 a 2026 se corresponden con las tasas implícitas en las previsiones facilitadas por las empresas transportistas-distribuidoras. Así, partiendo de una tasa de crecimiento del 3,0% en el año de gas 2023, se prevé una disminución de la tasa de crecimiento anual a lo largo de periodo, situándose en un 2,9% en 2024, y en el 0,8% en los años de gas 2025 y 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 aplicando las tasas de crecimiento implícitas en las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras, al escenario de demanda previsto por la CNMC para el año de gas 2023.

En el Gráfico I.8 se muestra la evolución del número y captación de consumidores de los grupos tarifarios RL.1, RL.2 y RL.3 (consumidores típicamente domésticos) y de los grupos tarifarios RL.4, RL.5 y RL.6, suministrados desde la red de transporte-distribución y desde plantas satélite, indicando la previsión para el periodo analizado.

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



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

Para los grupos RL.7 y superiores se han tomado las previsiones remitidas por las empresas distribuidoras.

En consecuencia, el número final de consumidores suministrados a través de redes de presión inferior o igual a 4 bar se incrementa un 0,6% en el año de gas 2024, un 0,5% en 2025 y en 2026.

La evolución de los tamaños medios de los consumidores suministrados desde redes de presión inferior a 4 bar conectados a plantas satélite y conectados a la red de transporte – distribución se ha determinado aplicando las tasas de variación implícitas en las previsiones de las empresas distribuidoras. En consecuencia, se estima que se experimentarán reducciones en los tamaños medios de todos los grupos tarifario con excepción del RL.9 comprendidas entre el 0 % y el 1,8% en los años de gas 2024, entre el 0,1% y el 0,5% en el año de gas 2025 y entre 0,1% y 1,1% en el año de gas 2026.

En el Cuadro I.44 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 2022 a 2026.

PÚBLICA

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

	Previsiones Grupo < 4 bar 2022 - 2026					Tasa de variación sobre el año de gas anterior		
	2022	2023	2024	2025	2026	2024	2025	2026
Número de consumidores	8.036.459	8.099.489	8.148.887	8.192.520	8.235.171	0,6%	0,5%	0,5%
RL.1	4.667.428	4.701.412	4.729.029	4.753.954	4.778.329	0,6%	0,5%	0,5%
RL.2	2.896.159	2.921.336	2.938.064	2.953.086	2.967.761	0,6%	0,5%	0,5%
RL.3	394.019	396.906	399.233	401.332	403.385	0,6%	0,5%	0,5%
RL.4	56.781	57.573	59.547	60.695	61.816	3,4%	1,9%	1,8%
RL.5	20.094	20.243	20.925	21.321	21.707	3,4%	1,9%	1,8%
RL.6	1.427	1.442	1.493	1.523	1.552	3,5%	2,0%	1,9%
RL.7	426	443	459	469	478	3,6%	2,1%	2,0%
RL.8	120	128	132	135	137	3,6%	2,1%	2,0%
RL.9	5	5	5	5	5	0,0%	0,0%	0,0%
RL.10	0	0	0	0	0			
RL.11	0	0	0	0	0			
Tamaño medio (MWh/año)	8,69	8,72	8,77	8,80	8,81	0,5%	0,4%	0,1%
RL.1	2,44	2,44	2,44	2,44	2,44	0,0%	-0,1%	-0,1%
RL.2	7,38	7,38	7,38	7,38	7,37	0,0%	-0,1%	-0,1%
RL.3	18,47	18,47	18,47	18,46	18,44	0,0%	-0,1%	-0,1%
RL.4	130,08	130,09	128,14	127,75	126,55	-1,5%	-0,3%	-0,9%
RL.5	642,85	642,84	633,03	631,01	624,91	-1,5%	-0,3%	-1,0%
RL.6	2.273,69	2.334,51	2.298,64	2.290,95	2.268,53	-1,5%	-0,3%	-1,0%
RL.7	7.046,94	6.951,68	6.822,95	6.788,02	6.711,04	-1,9%	-0,5%	-1,1%
RL.8	24.026,30	23.252,81	22.831,52	22.723,54	22.479,05	-1,8%	-0,5%	-1,1%
RL.9	67.863,74	69.698,14	70.860,40	71.919,32	72.459,11	1,7%	1,5%	0,8%
RL.10								
RL.11								
Consumo (MWh)	69.859.905	70.665.099	71.452.576	72.128.643	72.572.093	1,1%	0,9%	0,6%
RL.1	11.404.502	11.485.283	11.553.267	11.607.035	11.657.818	0,6%	0,5%	0,4%
RL.2	21.375.211	21.561.665	21.687.942	21.787.154	21.880.754	0,6%	0,5%	0,4%
RL.3	7.276.009	7.329.732	7.373.206	7.407.633	7.440.154	0,6%	0,5%	0,4%
RL.4	7.386.147	7.489.450	7.630.476	7.754.075	7.822.563	1,9%	1,6%	0,9%
RL.5	12.917.665	13.013.059	13.246.094	13.453.551	13.564.752	1,8%	1,6%	0,8%
RL.6	3.243.644	3.366.184	3.431.489	3.488.209	3.520.239	1,9%	1,7%	0,9%
RL.7	3.003.062	3.082.215	3.134.710	3.182.644	3.208.201	1,7%	1,5%	0,8%
RL.8	2.891.261	2.965.312	3.016.986	3.064.281	3.090.669	1,7%	1,6%	0,9%
RL.9	362.403	372.199	378.406	384.060	386.943	1,7%	1,5%	0,8%
RL.10	0	0	0	0	0			
RL.11	0	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 al escenario de previsión de la demanda para 2023, de modo que en el año de gas 2024 se estima que crecerá un 2,3%, un 1,8% en 2025, y un 1,7% en 2026.

Como resultado de las hipótesis anteriores, se estima que la demanda disminuirá a lo largo del periodo considerado, con una tasa del -12,5% en el año de gas 2024, -3,1% en 2025, y finalmente -3,5% en 2026.

La previsión de la capacidad contratada equivalente se ha estimado manteniendo el factor de carga por grupo tarifario, nivel de presión y tipo de consumidor (generación eléctrica, conectado a planta satélite y resto), la distribución de distintos tipos de contratos de diferente duración y los multiplicadores propuestos correspondientes al año 2023 a lo largo del periodo regulatorio.

En relación con las **exportaciones**, se han mantenido las previsiones del año de gas 2023 a lo largo de todo el periodo.

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.45).

Cuadro I.45 Previsión de inyección de biogás en redes locales para los años de gas 2022 – 2026

	2022	2023	2024	2025	2026
Inyección de biogás en red local	158	618	784	885	996

Fuente: Empresas

Para las entradas desde **yacimientos** para el periodo del año de gas 2024 a 2026 se han considerado las tasas de previsión implícitas en las previsiones facilitadas del GTS.

Así el volumen previsto de entrada de GN incluyendo las inyecciones en distribución se incrementan desde 166.120 GWh en 2023 hasta 185.848 GWh en 2026.

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 el año de gas 2023, manteniendo la estructura de contratación y los multiplicadores calculados para el año de gas 2023.

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 (91,0%), la estructura de contratación y los multiplicadores considerados en la previsión del año de gas 2023.

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, las cisternas con destino a otros países, una vez excluidos los consumidores abastecidos por aire propanado en las Islas Canarias.

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 2023 (65,0%).

En relación con el número de cisternas, se estima que se mantienen los tamaños medios de las cisternas previstos para el año de gas 2023.

El volumen de **almacenamiento de GNL** se ha estimado considerando que varía de la misma forma que varía el volumen regasificación. En la previsión de la capacidad equivalente, se ha mantenido el factor de carga, estructura de contratación y multiplicadores considerados para 2023 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 para el año de gas 2023.

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 manteniendo el tamaño medio de los buques por planta de regasificación previstos para 2023. A la hora de realizar dichas previsiones, no se ha considerado la entrada en funcionamiento de la planta del Musel.

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 2023.

En relación con el servicio de **licuefacción virtual**, se ha considerado la previsión de capacidad contratada facilitada por el GTS.

En el Cuadro I.46 se muestran las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de entrada al sistema, en el Cuadro I.47 las capacidades contratadas equivalentes y volúmenes de salida y en el Cuadro I.48 el escenario de los servicios de las plantas de regasificación revistos para el periodo 2022-2026.

Cuadro I.46 Capacidad contratada equivalente y volumen por punto de entrada prevista para los años de gas 2022-2026

Punto de entrada	Año Gas 2022		Año Gas 2023		Año Gas 2024		Año Gas 2025		Año Gas 2026	
	Capacidad equivalente (MWh/día)	Volumen (GWh)								
CI Tarifa	31.350	4.346	-	-	-	-	-	-	-	-
CI Medgaz	330.257	100.476	349.736	106.452	367.223	111.775	385.584	117.364	389.440	118.537
CI Biriatiou	215.694	42.109	214.772	44.613	225.511	46.844	236.786	49.186	239.154	49.678
CI Larrau										
CI Badajoz										
CI Tuy	24.218	5.081	20.626	5.549	21.658	5.827	22.741	6.118	22.968	6.179
PR Barcelona	140.434	39.437	140.159	39.836	123.862	31.007	111.970	28.030	103.555	25.924
PR Cartagena	147.605	41.451	147.317	41.871	130.188	32.591	117.688	29.462	108.843	27.248
PR Huelva	195.598	54.929	195.216	55.485	172.517	43.188	155.953	39.041	144.233	36.107
PR Bilbao	224.447	63.030	224.009	63.668	197.962	49.557	178.955	44.799	165.506	41.432
PR Sagunto	119.341	33.514	119.108	33.853	105.259	26.350	95.153	23.820	88.002	22.030
PR Mugardos	108.249	30.399	108.038	30.707	95.476	23.901	86.309	21.606	79.822	19.983
YAC Marismas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YAC Aznalcázar	140	1	140	1	140	1	140	1	140	1
YAC Poseidón	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
YAC Viura	168	45	187	50	179	52	188	55	-	55
BIO Madrid	509	148	625	183	625	183	625	183	625	183
BIO La Galera (15.03A)	-	-	137	40	137	40	137	40	137	40
BIO Medina Sidonia (K07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Tudela (28A)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Mascarague (F25)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sagunto (15.11)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BIO Sevilla (F07)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AS Serrablo	12.123	2.507	11.446	2.588	12.252	2.778	13.392	3.028	13.526	3.058
AS Gaviota	16.431	3.519	14.270	3.253	15.276	3.491	16.696	3.805	16.863	3.844
AS Yela	12.967	2.729	14.661	3.328	15.694	3.572	17.153	3.893	17.325	3.932
AS Marismas	133	31	161	40	1.166	288	1.275	314	1.287	317
TOTAL	1.579.666	423.751	1.560.609	431.515	1.485.124	381.445	1.440.745	370.746	1.391.427	358.548

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro I.47 Previsión de las salidas de la red de transporte para los años de gas 2022 a 2026

	Año Gas 2022			Año Gas 2023			Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026			
	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	Volumen	Cientes	Capacidad equivalente	
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	MWh	Nº	Qd (kWh/día)	
P>60 bar	179.483.143	122	770.385.186	185.105.249	122	805.568.455	128.839.191	122	546.238.480	115.395.756	122	486.854.345	101.263.063	122	430.401.520	
RL.1	0	1	1.792	0	1	1.902	0	1	900	0	1	672	0	1	457	
RL.2	21	2	89	22	2	91	22	2	93	22	2	93	22	2	93	
RL.3	289	7	2.394	298	7	3.019	294	7	2.035	292	7	1.810	291	7	1.585	
RL.4	1.413	10	45.405	1.463	10	112.139	1.280	10	55.498	1.237	10	42.627	1.194	10	30.428	
RL.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.6	5.602	2	38.930	5.749	2	39.950	5.843	2	40.605	5.852	2	40.700	5.857	2	40.702	
RL.7	18.999	2	85.765	19.888	2	89.755	13.853	2	62.824	12.466	2	56.630	11.145	2	50.733	
RL.8	219.119	5	1.000.543	224.859	5	1.026.754	228.546	5	1.043.590	228.912	5	1.045.262	229.093	5	1.046.084	
RL.9	669.007	8	2.975.339	686.533	8	3.053.283	697.790	8	3.102.687	698.908	8	3.108.320	699.458	8	3.110.767	
RL.10	4.532.968	16	17.110.274	4.671.191	16	17.646.453	4.430.576	16	16.503.416	4.367.412	16	16.212.414	4.304.501	16	15.925.540	
RL.11	174.035.724	69	749.124.655	179.495.247	69	783.595.109	123.460.986	69	525.426.832	110.080.653	69	466.345.847	96.011.501	69	410.195.122	
16-60 bar	34.026.423	158	119.270.118	35.186.703	161	123.339.289	36.585.200	169	128.243.718	36.906.669	174	129.368.252	37.185.448	179	130.345.451	
RL.1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	0	1	1	
RL.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
RL.4	364	3	2.590	365	4	2.596	379	4	2.699	382	4	2.723	385	4	2.743	
RL.5	8.832	9	72.531	8.984	8	73.776	9.341	9	76.708	9.423	9	77.382	9.494	9	77.967	
RL.6	83.724	30	465.530	83.882	31	466.408	87.216	32	484.946	87.982	33	489.207	88.647	34	492.902	
RL.7	250.952	27	1.450.168	253.337	27	1.463.953	263.406	29	1.522.148	265.721	29	1.535.513	267.728	30	1.547.112	
RL.8	676.260	25	3.288.356	689.827	26	3.354.324	717.244	27	3.487.667	723.546	28	3.518.288	729.012	28	3.544.863	
RL.9	1.653.102	16	6.789.866	1.764.020	17	7.245.445	1.834.131	18	7.533.875	1.850.247	18	7.599.611	1.864.223	19	7.657.015	
RL.10	8.151.730	28	28.576.851	8.415.146	28	29.500.287	8.749.607	30	30.672.766	8.826.488	31	30.942.294	8.893.160	32	31.176.020	
RL.11	23.201.459	18	78.624.225	23.971.142	19	81.232.497	24.923.876	20	84.462.908	25.142.878	21	85.203.233	25.332.798	21	85.846.826	
4-16 bar	97.064.137	3.686	378.012.228	100.121.672	3.835	389.925.865	103.340.087	4.075	402.430.016	104.468.327	4.269	406.830.331	105.716.471	4.455	411.370.628	
RL.1	597	70	151.657	628	71	159.656	649	75	165.082	657	79	166.950	665	82	169.007	
RL.2	255	27	18.290	272	28	19.492	281	30	20.155	284	31	20.383	287	32	20.634	
RL.3	2.537	72	49.552	3.030	74	59.185	3.133	78	61.197	3.169	82	61.890	3.208	85	62.652	
RL.4	52.023	348	431.932	59.072	357	490.454	61.080	380	507.028	61.771	398	512.863	62.532	415	519.181	
RL.5	604.465	729	2.616.391	657.496	760	2.845.932	679.844	807	2.942.595	687.537	846	2.975.964	696.007	883	3.012.624	
RL.6	2.486.975	812	8.954.333	2.563.075	850	9.228.330	2.650.194	904	9.541.800	2.680.183	947	9.649.975	2.713.199	988	9.768.849	
RL.7	5.739.705	673	30.712.363	5.909.247	702	31.619.556	6.110.101	746	32.692.943	6.179.242	782	33.064.262	6.255.362	816	33.471.569	
RL.8	14.828.542	528	73.310.840	15.226.913	551	75.280.346	15.744.473	586	77.837.228	15.922.635	614	78.719.927	16.118.780	640	79.689.649	
RL.9	24.165.824	273	92.195.367	25.149.930	281	95.949.842	26.004.771	298	99.201.872	26.299.037	313	100.333.818	26.702.115	327	101.569.794	
RL.10	35.866.234	140	125.504.681	36.740.773	146	128.570.718	37.804.883	155	132.204.478	38.191.536	163	133.533.794	38.544.131	169	134.707.449	
RL.11	13.316.980	15	44.066.822	13.811.236	15	45.702.352	14.280.677	16	47.255.638	14.442.276	17	47.790.506	14.620.185	18	48.379.220	
<4 bar	68.528.597	7.869.295	481.651.576	69.301.120	7.928.339	486.636.509	70.022.031	7.974.049	491.295.691	70.647.549	8.013.967	495.291.544	71.041.727	8.052.892	497.927.268	
RL.1	11.160.753	4.554.033	81.637.838	11.236.772	4.585.052	82.193.894	11.300.893	4.610.264	82.662.922	11.350.440	4.632.722	83.025.344	11.397.051	4.654.619	83.366.291	
RL.2	21.052.373	2.853.143	172.648.343	21.232.534	2.877.560	174.125.823	21.353.695	2.893.382	175.119.448	21.447.316	2.907.477	175.887.230	21.535.391	2.921.220	176.609.519	
RL.3	7.112.837	384.709	58.331.647	7.162.209	387.379	58.736.537	7.203.079	389.509	59.071.709	7.234.660	391.406	59.330.699	7.264.369	393.257	59.574.343	
RL.4	7.236.939	55.661	47.678.575	7.336.348	56.425	48.333.503	7.458.686	58.259	49.139.494	7.570.147	59.316	49.873.823	7.626.965	60.349	50.248.153	
RL.5	12.772.500	19.837	77.762.555	12.860.919	19.974	78.300.876	13.075.382	20.623	79.606.590	13.270.778	20.998	80.796.212	13.370.382	21.363	81.402.632	
RL.6	3.163.009	1.384	18.053.704	3.279.153	1.397	18.716.629	3.333.835	1.442	19.028.740	3.383.655	1.468	19.313.101	3.409.051	1.494	19.458.056	
RL.7	2.928.266	408	12.791.280	3.007.419	425	13.137.036	3.057.570	439	13.356.134	3.103.261	447	13.555.694	3.126.553	454	13.657.437	
RL.8	15.000.000 < C ≤ 50.000.000	2.739.516	115	11.563.943	2.813.567	122	11.876.524	2.860.485	126	12.074.695	2.903.231	129	12.255.011	2.925.021	131	12.346.992
RL.9	50.000.000 < C ≤ 150.000.000	362.403	5	1.183.691	372.199	5	1.215.687	378.406	5	1.235.960	384.060	5	1.254.430	386.943	5	1.263.845
RL.10	150.000.000 < C ≤ 500.000.000	0	0	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	0	0	
TOTAL TRANSPORTE-DISTRIBUCIÓN	379.102.301	7.873.261	1.749.319.108	389.714.744	7.932.457	1.805.470.118	338.786.509	7.978.414	1.568.207.905	327.418.300	8.018.533	1.518.344.472	315.206.708	8.057.648	1.470.044.867	

PÚBLICA

	Año Gas 2022			Año Gas 2023			Año Gas 2024			Año Gas 2025			Año Gas 2026		
	Volumen	Clientes	Capacidad equivalente												
	MWh	Nº	Qd (kWh/día)												
PLANTA SATELITE < 4 bar	1.331.308	167.165	8.437.867	1.363.978	171.150	8.638.248	1.430.546	174.838	8.985.970	1.481.094	178.553	9.260.724	1.530.366	182.278	9.529.499
RL.1 C ≤ 5.000	243.749	113.395	1.650.102	248.511	116.360	1.682.337	252.374	118.765	1.708.491	256.595	121.232	1.737.068	260.767	123.710	1.765.308
RL.2 5.000 < C ≤ 15.000	322.837	43.016	2.639.716	329.131	43.777	2.691.172	334.247	44.681	2.733.010	339.838	45.609	2.778.723	345.363	46.542	2.823.898
RL.3 15.000 < C ≤ 50.000	163.172	9.310	1.334.194	167.523	9.527	1.369.770	170.127	9.724	1.391.065	172.973	9.926	1.414.332	175.785	10.129	1.437.326
RL.4 50.000 < C ≤ 300.000	149.207	1.120	701.624	153.101	1.148	719.936	171.790	1.288	807.814	183.928	1.379	864.892	195.598	1.467	919.769
RL.5 300.000 < C ≤ 1.500.000	145.166	257	681.853	152.140	269	714.614	170.711	302	801.842	182.773	323	858.498	194.370	343	912.969
RL.6 1.500.000 < C ≤ 5.000.000	80.635	43	378.748	87.031	45	408.789	97.654	51	458.687	104.554	54	491.097	111.188	58	522.256
RL.7 5.000.000 < C ≤ 15.000.000	74.796	18	412.029	74.796	18	412.029	77.141	21	425.412	79.383	22	437.294	81.648	24	449.776
RL.8 15.000.000 < C ≤ 50.000.000	151.746	5	639.602	151.746	5	639.602	156.502	6	659.649	161.050	6	678.821	165.647	7	698.198
RL.9 50.000.000 < C ≤ 150.000.000	0	0	0	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	0	0	0
RL.11 C > 500.000.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GNL DIRECTO CLIENTE FINAL	12.321.932			12.605.802			12.896.026			13.124.102			13.343.762		
CONEXIONES INTERNACIONALES	30.188.754		227.587.918	30.280.237		227.587.918									
CI Tarifa				0		0	0		0	0		0	0		0
VIP Pirineos	27.179.250		213.185.936	27.179.250		213.185.936	27.179.250		213.185.936	27.179.250		213.185.936	27.179.250		213.185.936
VIP Ibérico	3.009.504		14.401.982	3.100.987		14.401.982	3.100.987		14.401.982	3.100.987		14.401.982	3.100.987		14.401.982
PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	8.870		69.168	8.870		69.168	10.201		69.168	11.119		69.168	11.230		69.168
PR Barcelona	1.436		11.197	1.436		11.197	1.651		11.197	1.800		11.197	1.818		11.197
PR Cartagena	1.280		9.981	1.280		9.981	1.472		9.981	1.605		9.981	1.621		9.981
PR Huelva	1.842		14.362	1.842		14.362	2.118		14.362	2.309		14.362	2.332		14.362
PR Bilbao	2.023		15.779	2.023		15.779	2.327		15.779	2.536		15.779	2.562		15.779
PR Sagunto	955		7.447	955		7.447	1.098		7.447	1.197		7.447	1.209		7.447
PR Mugardos	1.334		10.403	1.334		10.403	1.534		10.403	1.672		10.403	1.689		10.403
ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS	12.235.523		58.713.681	9.865.532		46.311.929	10.852.085		52.141.675	11.828.772		56.990.136	11.947.060		57.560.037
Serrablo	4.256.665		22.142.970	3.591.156		16.932.068	3.807.256		17.901.917	4.149.909		19.566.550	4.191.408		19.762.215
Gaviota	3.814.733		17.213.670	2.492.944		11.445.932	2.642.958		12.101.541	2.880.824		13.226.819	2.909.633		13.359.087
Yela	4.164.125		19.357.041	3.781.431		17.933.929	4.008.981		18.961.164	4.369.789		20.724.292	4.413.487		20.931.535
Marismas	0		0	0		0	392.890		3.177.053	428.250		3.472.476	432.533		3.507.200
TOTAL SISTEMA	435.188.688	8.040.425	2.044.127.742	443.839.163	8.103.607	2.088.077.381	394.255.603	8.153.252	1.856.992.635	384.143.624	8.197.085	1.812.252.418	372.319.363	8.239.927	1.764.791.490

Fuente: CNMC

PÚBLICA

Cuadro I.48 Previsión de la actividad de regasificación para los años de gas 2022 a 2026

		Año Gas 2022	Año Gas 2023	Año Gas 2024	Año Gas 2025	Año Gas 2026
Descarga de Buques						
Numero Barcos		316	331	262	239	225
≤ 40.000 m ³ de GNL	nº	0	0	0	0	0
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		10	26	21	19	18
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		144	209	166	151	142
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		161	96	75	69	65
T > 216.000 m ³ de GNL		1	0	0	0	0
Volumen (MWh)		301.775.019	286.922.422	228.268.683	208.603.973	194.669.507
≤ 40.000 m ³ de GNL	(MWh)	0	0	0	0	0
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		4.950.000	12.700.161	10.103.947	9.233.520	8.616.734
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		138.377.000	180.956.197	143.964.465	131.562.328	122.774.141
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		157.888.019	93.266.063	74.200.271	67.808.125	63.278.633
T > 216.000 m ³ de GNL		560.000	0	0	0	0
Tiempo medio operación de descarga (horas)		19	17	17	14	17
≤ 40.000 m ³ de GNL	(horas)	15	14	14	14	14
40.000 m ³ de GNL < T ≤ 75.000 m ³ de GNL		15	14	14	14	14
75.000 m ³ de GNL < T ≤ 150.000 m ³ de GNL		18	17	17	17	17
150.000 m ³ de GNL < T ≤ 216.000 m ³ de GNL		20	19	19	19	19
T > 216.000 m ³ de GNL		28	28	28	28	28
Regasificación						
Capacidad equivalente	(MWh/día)	940.269	951.830	740.875	669.743	619.410
Volumen	(MWh)	262.761.342	265.419.402	206.594.473	186.758.963	172.723.563
Carga en cisterna						
Capacidad equivalente	(MWh/día)	67.239	72.584	74.926	76.961	78.632
Número	nº	51.381	53.801	55.541	57.055	58.297
Volumen	(MWh)	14.818.665	15.514.473	16.014.972	16.450.065	16.807.189
Tiempo medio carga	(horas)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Trasvase de planta a buque						
Numero Barcos	nº	54	54	54	54	54
Volumen	(MWh)	19.742.413	19.742.413	19.742.413	19.742.413	19.742.413
Tiempo medio carga	(horas)	19,8	19,8	19,8	19,8	19,8
Trasvase de buque a buque						
Numero Barcos	nº	0	0	0	0	0
Volumen	(MWh)	0	0	0	0	0
Puesta en frío						
Numero Barcos	nº	9	9	9	9	9
Volumen	(MWh)	176.898	176.898	176.898	176.898	176.898
Tiempo medio carga	(horas)	40,4	40,4	40,4	40,4	40,4
Almacenamiento de GNL						
Capacidad equivalente	(MWh/día)	19.691.626	19.674.242	15.313.838	13.843.529	12.803.153
Volumen	(MWh)	4.572.615.970	4.618.871.951	3.595.190.896	3.250.010.099	3.005.763.762
Licuefacción Virtual						
Capacidad equivalente	(MWh/día)	52	52	65	65	66
Volumen	(MWh)	8.870	8.870	10.201	11.119	11.230

Fuente: CNMC