

/



CNMC

COMISIÓN NACIONAL DE LOS
MERCADOS Y LA COMPETENCIA

BOLETÍN INFORMATIVO DEL MERCADO MAYORISTA Y APROVISIONAMIENTO DE GAS.

***Periodo de diciembre de 2024
y resumen anual 2024***

REF. IS/DE/004/24

30 de abril de 2025

www.cnmc.es

Índice

1. Resumen del año 2024	3
2. Resumen ejecutivo. Diciembre 2024	19
3. Supervisión del aprovisionamiento y la demanda de gas	23
3.1. Importaciones de gas a la Unión Europea	23
3.2. Abastecimiento de gas natural licuado en Europa	24
3.3. Abastecimiento de gas natural al sistema gasista español	26
3.4. Índice del coste de aprovisionamiento de gas natural en España	32
3.5. Demanda de gas en España	34
3.6. Demanda de gas para generación eléctrica	36
3.7. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista	37
3.8. Funcionamiento de las interconexiones internacionales	38
4. Mercados y precios mayoristas de gas	39
4.1. Evolución de los precios internacionales del gas	39
4.2. Volumen negociado en el mercado mayorista en España	42
4.3. Hechos relevantes mercado de gas en España. Año 2024	44

1. RESUMEN DEL AÑO 2024

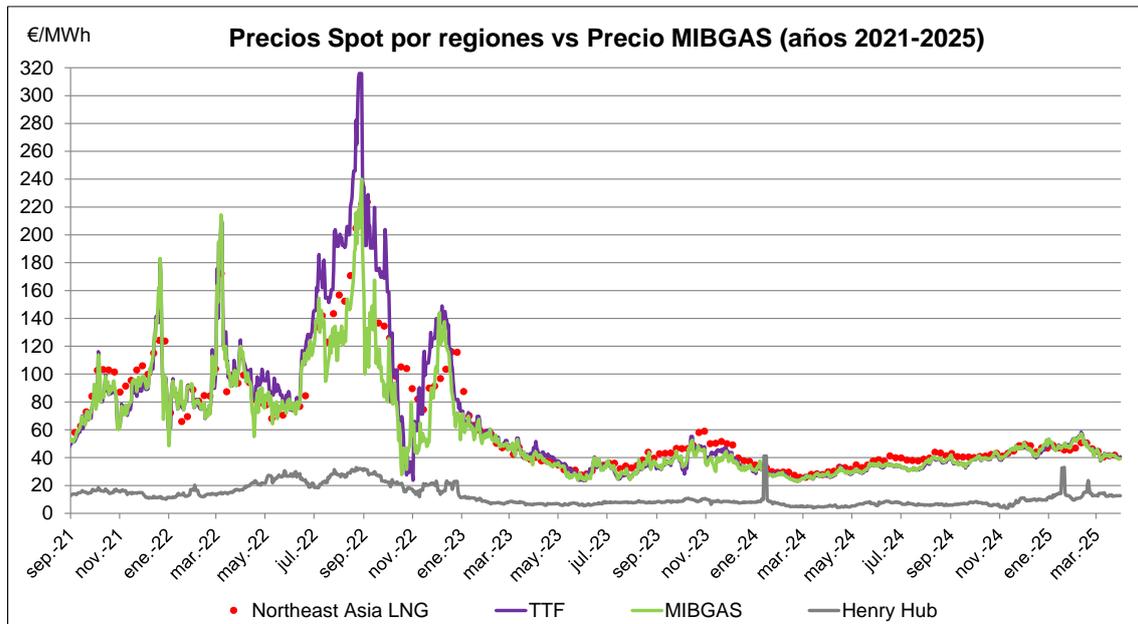
Durante el año 2024 el precio del gas en Europa marcó un promedio de 35 €/MWh, lo que supone un descenso del 16% comparado con 2023 y del 73% comparado con 2022, a pesar de la prolongación de la guerra entre Rusia y Ucrania y la disminución de los flujos de gas de Rusia.

La demanda de gas en la Unión Europea en el año 2024 fue de 3.370 TWh, con un incremento del 1% respecto al año 2023 (3.350 TWh), si bien el consumo comparado con los niveles de 2021 muestra un declive del 20%.

En el caso de España, **la demanda de gas disminuyó un 4,2%** respecto a 2023, situándose en **311,9 TWh**. La demanda convencional fue de 237.118 GWh (+3,2%), ligeramente superior a la del año anterior. La demanda del sector eléctrico fue de 74.737 GWh (-21,9%), muy inferior a 2023 por la mayor producción con renovables y el descenso de las exportaciones de electricidad.

Argelia continuó como principal suministrador de gas a España en 2024, seguido de Rusia, que adelanta a Estados Unidos como segundo aprovisionador.

El promedio del precio del producto D+1 en MIBGAS en el año 2024 fue de **34,76 €/MWh (11% inferior)** respecto al promedio de 2023, 39,12 €/MWh). El diferencial entre el mercado español y el TTF se reduce por debajo de 1 €/MWh por la puesta en marcha de nuevas plantas de regasificación en Holanda y Alemania.



Los precios del gas en Europa marcaron niveles máximos históricos en 2022, pero inician una tendencia descendente en el año 2023 que se prolonga hasta

el inicio del conflicto de Israel con Gaza, con los precios repuntando por encima de los 50 €/MWh. En 2024 experimentan un descenso hasta precios mínimos en el entorno de los 25 €/MWh a finales del primer trimestre, y a partir de entonces retoman la tendencia ascendente hasta superar los que 50 €/MWh a final de año.

El volumen total negociado en MIBGAS en 2024 fue de 134.976 GWh, lo que supone un 6,2% menos que en 2023.

Producción mundial de GNL

El comercio mundial total de GNL fue de 564 bcm, lo que supone un aumento del 0,3% en comparación con 2023.

En 2024, el mayor exportador de GNL fue Estados Unidos, con una cuota del 22%, seguido de Australia, con un 20%, y Qatar, con un 19%. Los siguientes tres mayores proveedores fueron Rusia (8%), Malasia (7%) e Indonesia (4,5%).

Por el lado de los importadores, la UE mantuvo su posición número uno con un 20% como el mayor comprador mundial de GNL, una posición que adquirió en 2022, cuando la UE sustituyó la mayor parte de sus importaciones de gasoductos rusos por GNL. No obstante, su cuota disminuyó frente al 24% de 2023. China mantuvo la segunda posición con un 19%, seguida de Japón con un 16%. Corea del Sur e India ocuparon el cuarto y quinto lugar con 12% y 6% de participación, respectivamente.

Aprovisionamiento de gas en Europa

En 2024 las importaciones totales de gas de la UE ascendieron a 273 bcm, un 6% menos que en 2023. Los principales suministradores fueron Noruega (33%), Rusia (19%) y Estados Unidos (17%). La cuota de GNL en 2024 fue del 37%, mientras que la cuota de gas de gasoducto fue del 63%.

Las importaciones totales de gas por gasoducto de la UE ascendieron a 172 bcm en 2024, lo que supone una disminución del 2% en comparación con 2023. Noruega suministró la mitad (50%) de las importaciones de gas por gasoducto de la UE. Le siguieron Rusia (18%), África del Norte (18%), Azerbaiyán (7%) y el Reino Unido (7%).

Las importaciones totales de GNL de la UE fueron de 101 bcm, una disminución del 16% respecto a 2023. Estados Unidos siguió siendo el mayor proveedor de GNL de la UE, con una cuota del 45%. Le siguieron Rusia (20%), Catar (12%), Argelia (8%), Nigeria (5%) y Noruega (5%).

La producción de gas de la UE fue de 32 bcm en 2024, lo que supone un descenso del 15% en comparación con 2023. El productor número uno siguió

siendo los Países Bajos, que representaron un tercio (9,7 bcm), seguidos de Rumanía (9,4 bcm) y Alemania (3,9 bcm).

En 2024, la tasa media de llenado del almacenamiento de gas en Europa fue del 78% (79 bcm), un 1% inferior a la de 2023 y un 31% superior en comparación con el nivel de 2022, año de la invasión de Ucrania.

Evolución de la demanda de gas en Europa

En 2024, la demanda de gas en la Unión Europea fue de 332 bcm, un pequeño aumento del 1% en comparación con 2023 y una disminución del 7% en comparación con 2022. En comparación con 2021 (antes de la crisis), el consumo de gas de la UE disminuyó un 20% (412 bcm).

A nivel de los Estados miembros, el consumo de gas disminuyó en 10 Estados en comparación con 2023, mientras que en 16 Estados aumentó. En comparación con 2021, todos los Estados miembros experimentan descensos en el consumo de gas que oscilan entre el 1% y el 36%.

En el caso de España, la demanda de gas disminuyó un 4,2% con respecto al año anterior, situándose en 311,9 TWh, debido a una menor demanda de gas para generación eléctrica (-21,9%) y a una reducción de las exportaciones por conexiones internacionales. Además, el nivel de cargas de buques también ha sido menor en 2024, con una cifra de 13,6 TWh. La demanda convencional se incrementó un 3,2% respecto al año anterior, alcanzando 237,1 TWh, impulsada por un mayor consumo industrial (176,8 TWh), que se incrementó un 4,2% respecto al año anterior.

Principales medidas de la UE adoptadas para hacer frente a la crisis con Rusia

Durante el año 2024, las importaciones de gas ruso por parte de la Unión Europea se mantuvieron en niveles similares a 2023, con 55 bcm, de los cuales 21 bcm como GNL y 34 bcm por gasoducto. El 31 de diciembre de 2024 **finalizó el contrato de tránsito de gas ruso a través de Ucrania**, cesando las importaciones de gas ruso por esta vía.

Durante 2024 **se prorrogaron las medidas temporales de emergencia** destinadas a reducir los elevados precios de la energía y mejorar la seguridad del suministro de gas:

- Reglamento (UE)2022/1032: Establece un **nivel mínimo de llenado de almacenamientos subterráneos de gas del 80%** a 1 de noviembre de 2022 y del **90% en años posteriores**. Adaptado en España por el RD-L 6/2022.

Las trayectorias de llenado para 2025 se definen en el Reglamento de ejecución (UE) 2024/2995.

La disminución de las importaciones por gasoducto en el primer trimestre de 2025 se compensó con una mayor extracción de gas de los almacenamientos subterráneos en Europa en el primer trimestre de 2025, que finalizan la campaña invernal a un nivel del 35%, muy inferior al de años anteriores, lo que incrementa las necesidades de almacenamiento de gas durante la campaña estival de 2025.

- Reglamento (UE) 2022/1369: Introdujo una **reducción voluntaria del 15% de la demanda de gas** respecto a la media de los últimos 5 años (la reducción podía ser del 8% para países con interconexión inferior al 50%), que se extendió hasta marzo de 2024.
- Reglamento (UE) 2022/2576: Crea una **plataforma conjunta de compras coordinadas de gas para la UE** y extensión de los mecanismos de solidaridad entre países en caso de declaración de estados de alerta. En el mes de mayo de 2023 se cerró la primera subasta de compras coordinadas de gas para la UE. A partir de entonces, continúan celebrándose rondas de compras coordinadas de gas para la UE. Esta medida se ha convertido en indefinida.
- Reglamento (UE) 2022/2578: Estableció un mecanismo de corrección del mercado, consistente en establecer **un tope al precio del producto mensual de gas** en el mercado holandés TTF, si el precio supera **180 €/MWh** durante 3 días hábiles y se sitúa 35 €/MWh por encima del precio de referencia de GNL calculado por ACER. El tope al precio del gas entró en vigor el 15 de febrero de 2023 y finalizó el 31 de enero de 2025.

Adicionalmente, en 2024 se adoptaron nuevas medidas como **la prohibición de los transbordos de GNL ruso en las terminales de regasificación de la UE** (14º paquete de sanciones a Rusia, Reglamento (UE) 2024/1745 del Consejo, y Decisión (PESC) 2024/1744). El reglamento entró en vigor el 25 de junio de 2024. En el caso de recargas ya contratadas, la prohibición comienza el 26 de marzo de 2025.

- La prohibición afecta principalmente a los transbordos de cargamentos rusos que vienen de Yamal en buques GNL rompehielos, y que tienen contratado su transbordo a buques de GNL normales para su posterior traslado a Asia.
- Se podrá solicitar una excepción para realizar transbordos de GNL ruso con destino a otro estado miembro. La prohibición no aplica a los transbordos o recargas de GNL para bunkering (consumo marítimo).

- El 12 de agosto de 2024 ENAGAS GTS publicó el documento “**Aplicación de la decisión (PESC) 2024/1744** del consejo, de 24 de junio de 2024”, que establece los requisitos de detalle que deben cumplir los usuarios para garantizar que el GNL de las recargas no procede de Rusia o se encuentra acogido a las excepciones previstas en la misma, a efectos de la autorización de las recargas por el GTS. A partir de esta fecha, la autorización de las recargas se realiza conforme a lo establecido en dicho documento, que se ha actualizado en marzo de 2025.
- **Instalación de plantas flotantes de regasificación (FSRU)**

Desde el punto de vista de las infraestructuras, en 2022 se inició la instalación acelerada de nuevas plantas de regasificación flotantes en Europa, de rápida construcción. Hasta final de 2024 pusieron en funcionamiento en Europa nueve plantas de este tipo, aumentando la capacidad de regasificación en 50 bcm al año.

Planta	Capacidad (bcm/año)	Fecha de puesta en marcha
EemsEnergy (Países Bajos)	11,6	Septiembre 2022
Wilhelmshaven (Alemania)	3,9	Diciembre 2023
Inkoo (Finlandia)	4,7	Enero 2023
Lubmin (Alemania)	5,2	Enero 2023
Brunsbüttel (Alemania)	1,7	Marzo 2023
Piombino (Italia)	4,6	Julio 2023
Cape Ann (Francia)	5	Octubre 2023
Murkan (Alemania)	8,1	2024
Alexandroupolis (Grecia)	5,9	2024

En 2024 ha continuado incrementándose la capacidad de regasificación en Europa, con la expansión de la capacidad de Zeebrugge en Bélgica (+4 bcm).

Evolución de precios internacionales del gas

En 2024 los precios en los diferentes hubs europeos continuaron reflejando la reducción de su exposición al gas ruso, con un acoplamiento entre ellos más acusado. Los precios alcanzaron sus precios históricos máximos en agosto de 2022 y desde entonces comenzaron a moderarse hasta situarse, a finales de 2024, en niveles inferiores a los precios de la crisis iniciada en 2021.

En el conjunto del año, el mercado europeo de referencia, el TTF, aumenta un 28,1% en 2024, acabando el año en torno a los 45 €/MWh de promedio mensual en diciembre.

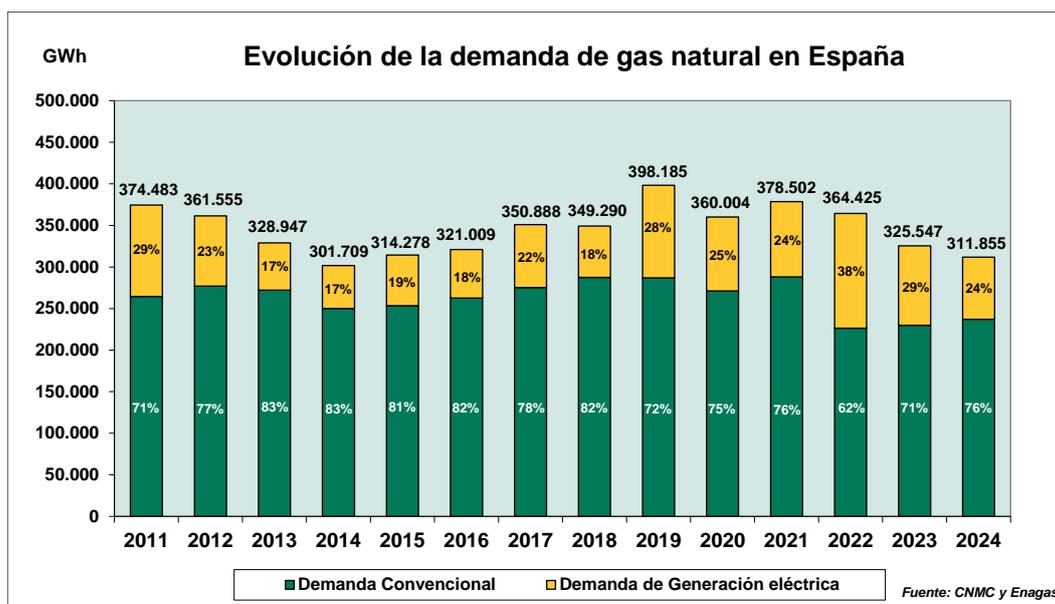
	Diciembre 2023	Diciembre 2024	Diferencia
Petróleo Brent	41,97 €/MWh	41,34 €/MWh	-1,5%
Henry Hub (USA)	7,90 €/MWh	9,76 €/MWh	23,5%
NBP (Reino Unido)	32,96 €/MWh	45,75 €/MWh	38,8%
TTF (Holanda)	35,02 €/MWh	44,87 €/MWh	28,1%
PEG (Francia)	32,59 €/MWh	44,69 €/MWh	37,1%
Noreste Asia GNL	40,80 €/MWh	47,05 €/MWh	15,3%
Aduana española	37,32 €/MWh	32,96 €/MWh	-11,7%
MIBGAS (D+1)	34,31 €/MWh	46,33 €/MWh	35,0%

Resumen de precios medios mensuales de los mercados spot de petróleo y gas natural

Aunque el precio del gas también aumenta en Estados Unidos, cierra el año a casi 10 €/MWh, esto es, 4-5 veces menos que el precio en Asia o en Europa.

Demanda de gas en España

La demanda de gas en España en 2024 **disminuyó un 4,2%** respecto a 2023, y fue de 311.855 GWh, según datos provisionales de Enagas-GTS. La demanda convencional fue de 237.118 GWh (+3,2%), y la del sector eléctrico de 74.737 GWh (-21,9%). En la siguiente gráfica se puede ver la evolución desde 2011:



Aprovisionamientos de gas a España

En 2024, **Argelia continuó como principal suministrador de gas a España, seguido de Rusia y EE.UU.** Además, las importaciones de GNL se mantienen en torno al 60%, once puntos por debajo del máximo histórico alcanzado el año 2022, cuando las importaciones de GNL superaron el 71% del aprovisionamiento de gas a España.

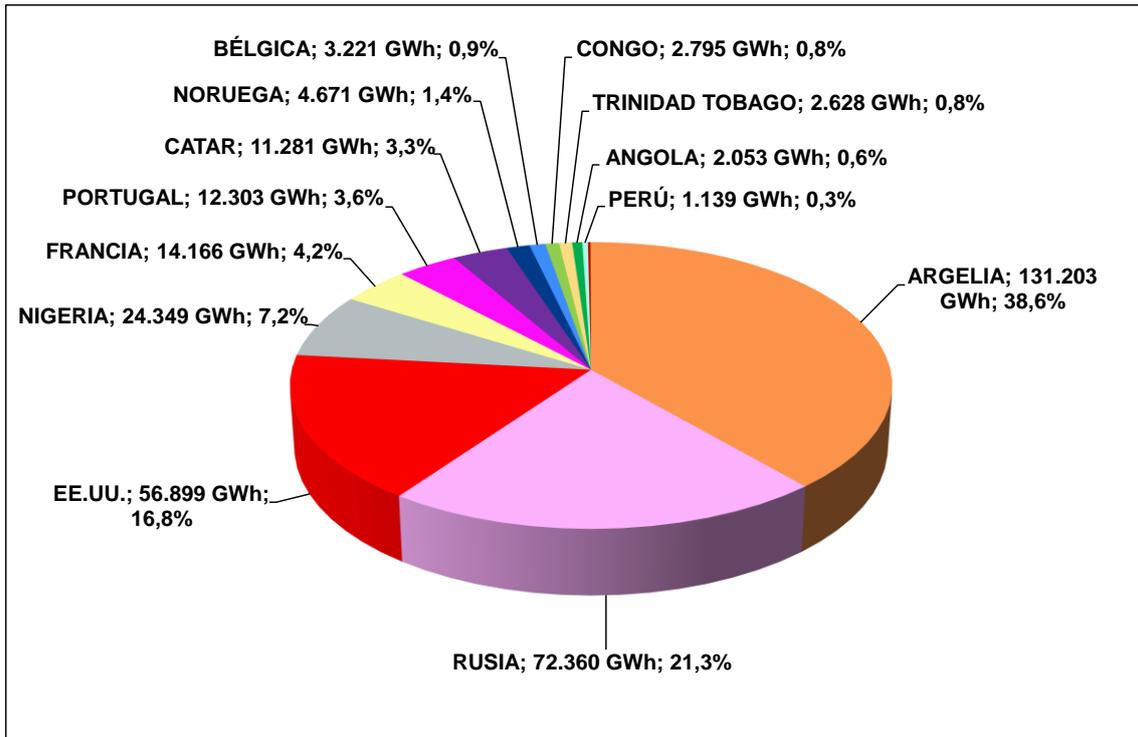
El coste de las importaciones de gas según la referencia de aduanas en España disminuyó un 11,7%, al pasar de 37,3 €/MWh en el mes de diciembre de 2023 a 33,0 €/MWh en diciembre de 2024. Al igual que en el año anterior, el aprovisionamiento por GNL continua más barato que el gas importado por gasoducto durante la primera parte del año, si bien pasa a ser más caro a partir de agosto, con una diferencia que aumenta al finalizar el año situándose en torno a los 2,3 €/MWh.

En el año 2024, las importaciones brutas de gas natural en España totalizan 339,7 TWh, con una disminución de -14,4%, según los datos del GTS.

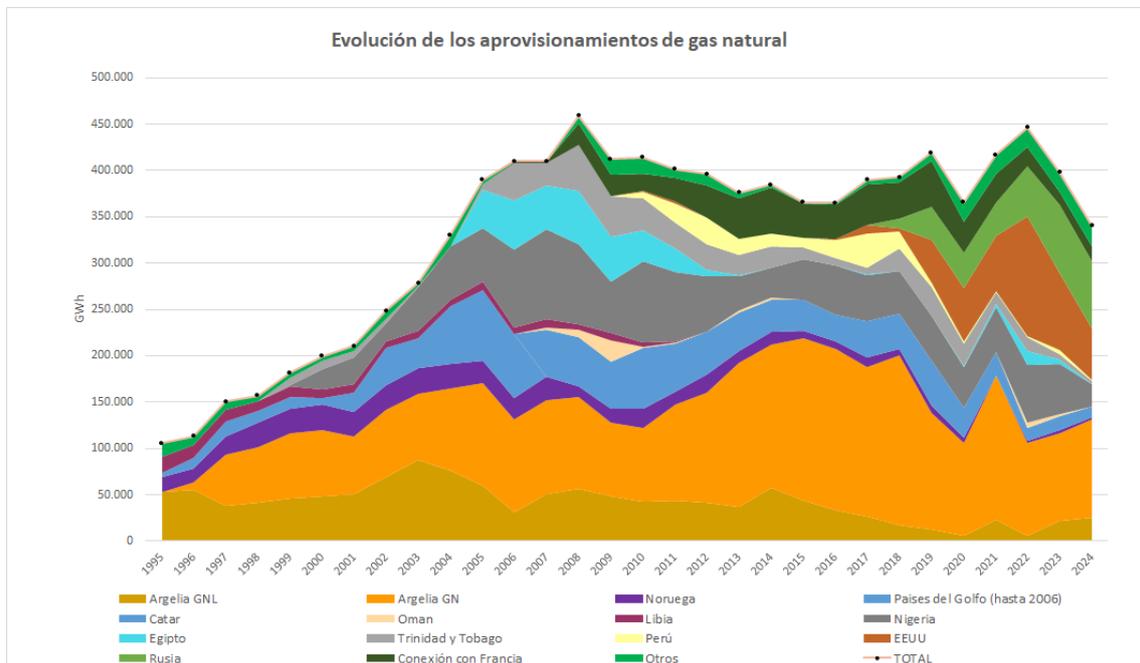
Las importaciones por gasoducto fueron de 134,81 TWh (+12,9%), lo que representa un 39,6% del aprovisionamiento. De ellas, el 78,5% proceden de Argelia y el 21,5% del mercado interior europeo.

- Las importaciones brutas de GNL fueron de 205,7 TWh (-25,8%), lo que representa un 70,4% del aprovisionamiento; dichas importaciones por barco provienen de catorce orígenes diferentes.
- En el conjunto del año se han realizado un total de 211 descargas de buques, frente a las 299 realizadas en 2023.
- Se han realizado operaciones de recarga de buques de GNL por un total de 12,3 TWh (frente a 22,9 TWh en 2023).
- Tras un año 2023 excepcional, en la que la interconexión con Francia tuvo un saldo neto exportador, en 2024 vuelve a tener un saldo neto de entradas y salidas importador, alcanzando unas entradas netas de 7,1 TWh.
- Las salidas brutas a Portugal fueron de 4,1 TWh (frente a 6,5 TWh en 2023). Dado que las importaciones aumentaron un 21,8% respecto al año anterior hasta 12,3 TWh, el saldo neto continuó siendo importador (8,2 TWh).
- El año 2024 la conexión internacional de Tarifa ha mantenido flujos exportadores hacia Marruecos durante todos los días del año (salvo unos días en diciembre por mantenimiento), alcanzando 9,7 TWh.

En el año 2024, el mercado español se abasteció de un conjunto de catorce países. El principal país aprovisionador fue **Argelia**, con un porcentaje del **38,6%** aumentando 9,3 puntos porcentuales en relación con 2023, y se sitúa a gran distancia de otros países productores. **Rusia (21,3%)** pasa a ocupar el segundo lugar, tras ser el tercero durante el año 2023, seguido de países como **EE.UU. (16,8%)** y **Nigeria (7,2%)**.



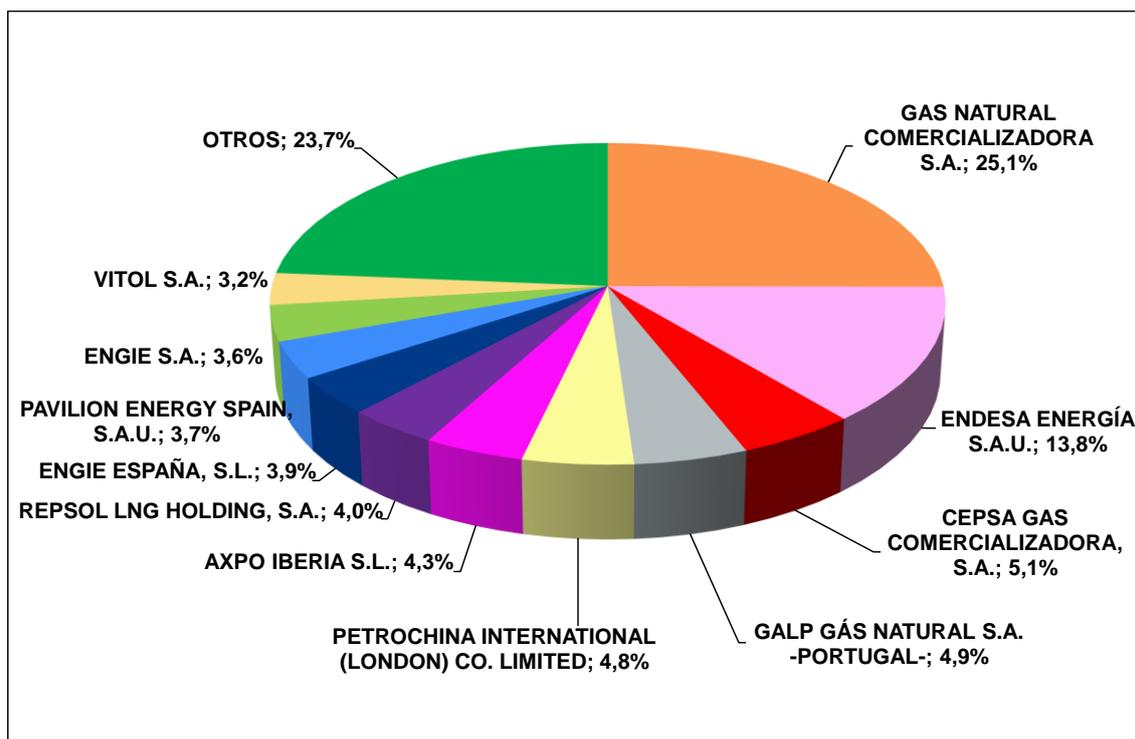
Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08



Fuente: Enagas y CNMC

Cuota de importaciones de gas por comercializador

Durante el año 2024, hay 41 empresas que han realizado **aprovisionamientos de gas a España**; los principales proveedores son Naturgy (25,1%) y Endesa (13,8%). Les siguen Cepsa Gas, Galp y Petrochina, con cuotas individuales en torno al 5%.



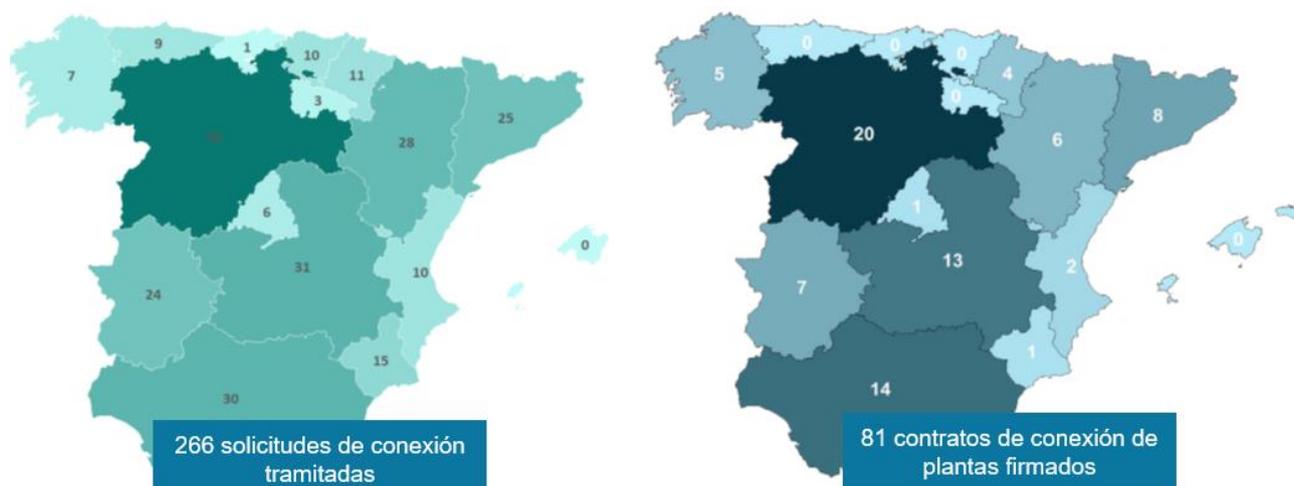
Producción nacional. Yacimientos

La producción en yacimientos nacionales (225 GWh), en su mayoría procedente de Viura (La Rioja), supone solamente un 0,07% del aprovisionamiento de gas natural.

Inyección de gases renovables (biometano)

El sector de biometano está iniciando una fase de expansión, con múltiples proyectos de plantas por toda la geografía nacional. El 19 de abril de 2024, **la CNMC aprobó la resolución por la que se establece el procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano** con la red de transporte o distribución, facilitando así el procedimiento de conexión.

Durante el año 2024, se han presentado 266 solicitudes de conexión de plantas de biometano, que habían dado lugar a la firma de 81 contratos de conexión a finales de 2024.



Teniendo en cuenta los proyectos de biometano que ya cuentan con contrato de conexión, y suponiendo un grado de utilización de un 60%, la producción de biometano podría incrementarse hasta 4.600 GWh en los próximos años.

En el año 2024 la **producción de biometano fue de 319 GWh**, un 31,3% más que el año anterior, desde las siguientes 12 instalaciones:

Producción de biometano por planta de producción (GWh)	
Planta Valdemingómez (Madrid)	156,4
Vertedero Can Mata (Barcelona)	72,3
Planta Ólvega (Soria)	22,2
Planta La Galera (Tarragona)	21,2
Planta Torre de Santamaría (Lleida)	17,8
Planta Biogasnalia (Burgos)	10,9
EDAR Granollers (Barcelona)	7,9
Planta BIOGNL As Somozas (A Coruña)	3,9
EDAR Bens (A Coruña)	3,2
Planta La Carbona (Lleida)	2,0
Planta Porgaporcs (Lleida)	1,2
Planta Biored Lorca (Murcia)	0,1
TOTAL	319,1

Los comercializadores con mayor cuota de inyección de biometano fueron Axpo y Pavilion, que suman entre los dos el 80% del biometano inyectado en el sistema gasista:

Inyección de biometano por comercializador (GWh)		
AXPO IBERIA S.L.	174,2	54,6%
PAVILION ENERGY SPAIN, S.A.U.	83,4	26,1%
ENGIE S.A.	22,2	7,0%
MOLGAS ENERGÍA S.A.U.	21,1	6,6%
GAS NATURAL COMERCIALIZADORA S.A.	12,3	3,9%
NATURGY NUEVAS ENERGÍAS, S.L.U.	3,9	1,2%
VITOL S.A.	2,0	0,6%
TOTAL	319,1	100%

Evolución del mercado spot en España

Evolución del volumen negociado en MIBGAS

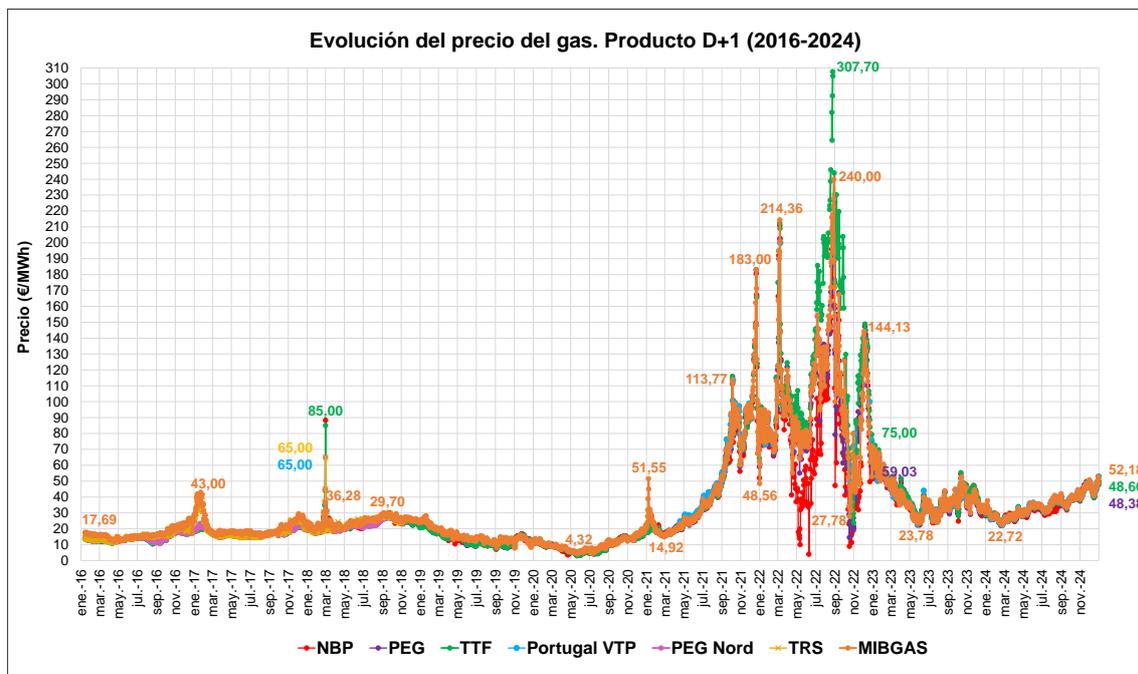
El volumen total negociado en MIBGAS en 2024 fue de **134.976 GWh**, lo que representa un 43,3% de la demanda de gas en España, y supone un 6,2% menos que el volumen negociado en el año 2023. En relación con el número de participantes en el mercado organizado de gas, a finales de diciembre de 2024, 238 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado, lo que supone un aumento neto de 43 agentes respecto del año 2023.

Evolución del precio negociado en MIBGAS en 2024

Durante el año 2024, el precio spot de gas del producto diario continúa la tendencia descendente iniciada a finales de 2023, comenzando en enero en el entorno de 30 €/MWh, si bien vuelve a aumentar a partir de marzo, llegando en diciembre a valores también en el entorno de los 52 €/MWh.

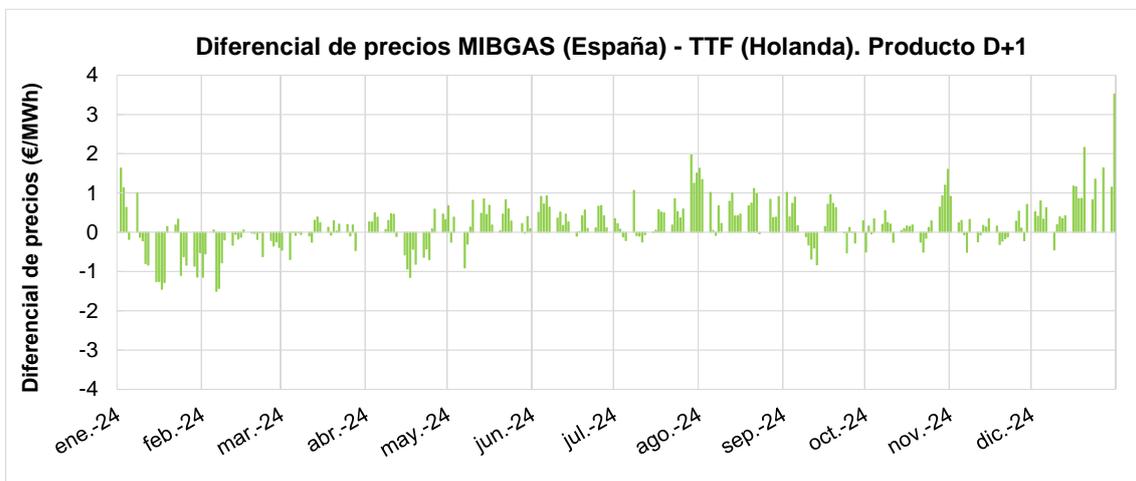
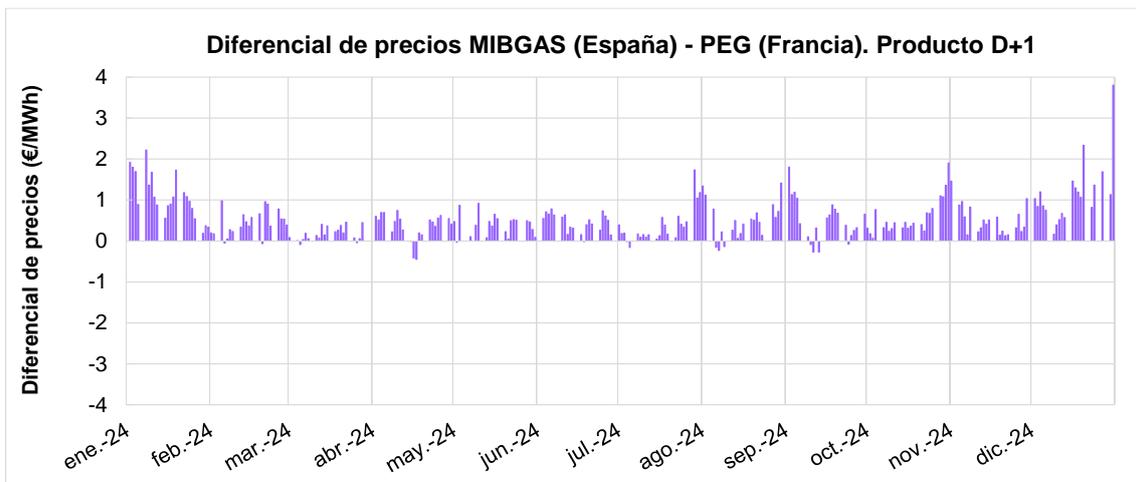
El promedio del precio de cierre del producto D+1 en MIBGAS en el año 2024 fue de **34,76 €/MWh**. Esto supone un descenso en el precio promedio anual del 11% respecto a su valor de 2023, que fue de 39,12 €/MWh.

El 29 de diciembre, el producto diario cerró la sesión a 52,80 €/MWh, lo que supone el precio máximo del año 2024. El 23 de febrero MIBGAS marcó el precio mínimo anual, en 22,72 €/MWh.



Fuente: MIBGAS-Platts

En cuanto a los **diferenciales de precios** con otros mercados, en el mes de enero el mercado español tuvo un diferencial promedio por encima de 1 €/MWh superior al mercado francés (PEG) y en torno a 0,3 €/MWh inferior al mercado neerlandés (TTF). Dichos diferenciales se reducen a partir de febrero, e incluso se vuelven positivos con el mercado TTF (aunque con algunos periodos puntuales negativos), manteniéndose inferiores a 0,5 €/MWh hasta el mes de agosto. A partir de entonces los diferenciales comienzan a crecer paulatinamente hasta final de año, cuando el mercado español se sitúa en torno a 1 €/MWh por encima de los mercados PEG y TTF.



Volumen negociado en MIBGAS Derivatives, OTC y otras plataformas de mercado de gas (Pegas-EEX-Powernext y BME Clearing)

En 2018 **MIBGAS Derivatives** inició la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física. Por su parte, OMIClear ha actuado como la cámara de compensación y liquidación de las transacciones realizadas en este mercado; y en cuanto a los creadores de mercado, en 2024 no hubo ninguna empresa adjudicada para prestar el servicio durante el primer semestre del año, pero para

el segundo semestre se adjudicó el servicio a varias empresas y para varios segmentos del mercado de derivados: Axpo Iberia y MET International, que ofrecieron el servicio en el PVB en productos con entrega del gas que van desde el mes M+2 hasta el Y+1; MET International, que también actuó en productos PVB-LPI (contratos futuros con entrega física en el PVB, no financieros, y que cotizan con un diferencial respecto al índice LPI o Last Price Index Day Ahead) y en los productos de GNL en el TVB; y Axpo Iberia, MET International y Cepsa Gas Comercializadora que ofrecieron el servicio en los productos PVB-TTF (contratos futuros con entrega física en el PVB, no financieros, y que cotizan con un diferencial respecto al índice ICIS TTF Day-Ahead/Weekend).

En abril de 2020, se inició la negociación de productos de GNL en el Tanque Virtual, tras un año negociando productos individuales por cada planta. Además, el 1 de octubre de 2020 MIBGAS Derivatives inició la negociación en su plataforma de los productos intradiario y diario en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB). Durante 2024 sólo MET International ha ejercido como creador de mercado para productos del TVB en el segundo semestre.

Por otro lado, en 2023, MIBGAS Derivatives introdujo dos nuevos grupos de productos: productos futuros con entrega física en el punto virtual de balance (PVB) pero indexados a TTF y productos futuros de gas natural licuado con entrega en el tanque virtual de balance español (TVB) en los meses siguientes. En 2024, MIBGAS Derivatives ha introducido la negociación de contratos de futuros de gas natural indexados al precio diario de MIBGAS (LPI o Last Price Index day ahead), que son contratos con entrega física en el PVB y no financieros, que cotizan con un diferencial respecto al índice LPI lanzado por MIBGAS en 2023.

El volumen total negociado en MIBGAS Derivatives en 2024 fue de **10.015 GWh**, de los cuales 5.229 GWh fueron de productos a plazo en PVB, 55 GWh en productos indexados PVB-TTF, 336 GWh en productos indexados PVB-LPI, 4.115 GWh de productos para las plantas de GNL y 280 GWh de productos para los almacenamientos. En relación el número de participantes, a finales de diciembre de 2024, 81 agentes habían completado el proceso de alta para participar en el mercado a plazo, estando todos ellos ya dados de alta en el mercado spot.

Además, en MIBGAS se registraron transacciones bilaterales (**OTC**) por un total de **12.531 GWh**, de los cuales 945 GWh corresponden a productos de MIBGAS y 11.586 GWh a productos de MIBGAS Derivatives.

BME Clearing, la Entidad de Contrapartida Central del Grupo BME, ofrece registro y compensación de contratos a plazo de gas natural con entrega física

en el PVB y un horizonte temporal de hasta un año. El volumen total registrado por BME Clearing en 2024 ascendió a **793 GWh**.

Por su parte, **PEGAS**, la plataforma de comercio de gas del grupo europeo EEX-Powernext, negocia contratos spot y futuros en el PVB. El volumen total registrado por PEGAS en 2024 ascendió a **61.288 GWh**.

Plataformas de mercado (en GWh)	2023	2024	2024/23 (%)
MIBGAS	143.835	134.976	-6,2%
MIBGAS Derivatives	6.448	10.015	+55,3%
MIBGAS (Clearing-OTC)	7.638	12.531	+64,1%
BME Clearing	1.778	793	-55,4%
EEX	78.252	61.288	-21,7%
TOTAL	242.722	225.707	-7,0%

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de MIBGAS, MIBGAS Derivatives, BME y PEGAS (EEX)

Cabe señalar que, en marzo de 2021, MIBGAS comenzó a operar como plataforma de **mercado organizado en Portugal**, con la negociación de productos spot en el punto virtual VTP. El volumen total negociado en el año 2024 fue de **633 GWh**, casi cuatro veces el volumen negociado en 2023 (170 GWh), y más de 11 veces del volumen alcanzado en 2022 (57 GWh). Además, desde 2023 el VTP cuenta ya con el servicio de creadores de mercado obligatorios, que realizan a partir de 2024 las empresas EDP GEM Portugal, S.A. y Galp Gás Natural, S.A., al ser consideradas como operadores dominantes de gas natural en el país luso.

2. RESUMEN EJECUTIVO. DICIEMBRE 2024

La **demanda de gas natural en España** en diciembre de 2024 fue de 35,16 TWh, un 15,5% superior a la de diciembre de 2023, debido principalmente al aumento de la demanda para generación eléctrica (+56,7%). No obstante, en el acumulado anual la demanda presenta un descenso del 4,2%.

Durante el año 2024, hay 41 empresas que han realizado **aprovisionamientos de gas a España**; los principales proveedores son Naturgy (25,1%) y Endesa (13,8%). Les siguen Cepsa Gas, Galp y Petrochina, con cuotas individuales en torno al 5%.

En el acumulado anual, el principal país proveedor es Argelia, con un porcentaje del 38,6%, seguido de Rusia (21,3%), Estados Unidos (16,8%) y Nigeria (7,2%).

En relación con los gases renovables, en diciembre la **inyección de biometano** en el sistema gasista fue de 29,3 GWh, con un total de 319,1 GWh en el total del año 2024 (0,09% de los aprovisionamientos a España).

Respecto a las **cotizaciones del gas en los mercados mundiales**, durante el mes de diciembre presentan tendencias diversas, con variaciones muy diferentes según el mercado. El Henry Hub aumenta considerablemente, un 40% respecto al mes anterior, hasta los 9,76 €/MWh, y continúa muy por debajo del resto de mercados, mientras que el mercado asiático aumenta un 6,4%. Por su parte, los precios en los mercados centroeuropeos TTF y PEG se sitúan en el entorno de los 44,7 €/MWh, y aumentan respecto del mes anterior el 1,0% y el 1,6%, respectivamente.

El mercado español **MIBGAS** se sitúa por encima de los principales mercados de Europa, con un precio medio de **46,33 €/MWh**, con diferenciales de casi 2 €/MWh con el TTF y el PEG.

La puesta en funcionamiento de varias plantas de GNL en el norte de Europa ocasiona la reducción de las reexportaciones a Francia: La **interconexión con Francia** presenta un **saldo neto de importación** en diciembre (1650 GWh netos), y un saldo acumulado anual neto de importación (7.131 GWh) que contrasta con el récord de exportaciones netas del año 2023 (22.900 GWh).

La **interconexión con Marruecos** tiene **sentido exportador** con 655 GWh en diciembre y un total de 9.703 GWh en el acumulado anual, cifra ligeramente superior (+2,4%) a la del mismo periodo del año anterior.

En el periodo de enero a diciembre de 2024 se han producido 22 **recargas de buques de GNL** (excluido bunkering). El total de recargas, incluyendo el bunkering, supuso 12,3 TWh.

La liquidez en el mercado spot MIBGAS disminuye moderadamente en el año 2024 en comparación con el año anterior (-6,2% y 134.976 GWh negociados). La liquidez en el mercado OTC, con un volumen muy superior al de MIBGAS, disminuye ligeramente (-8,4% y 855.078 GWh).

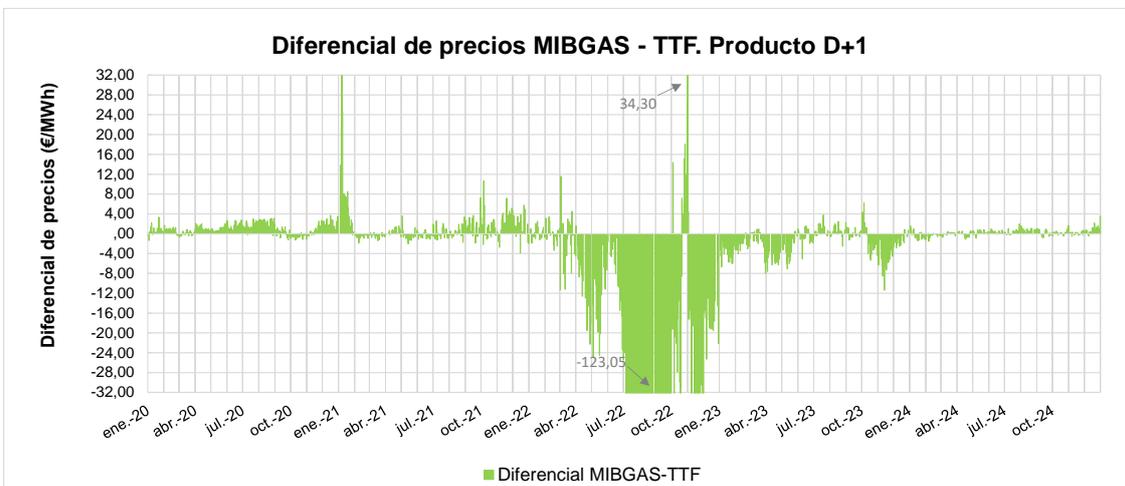
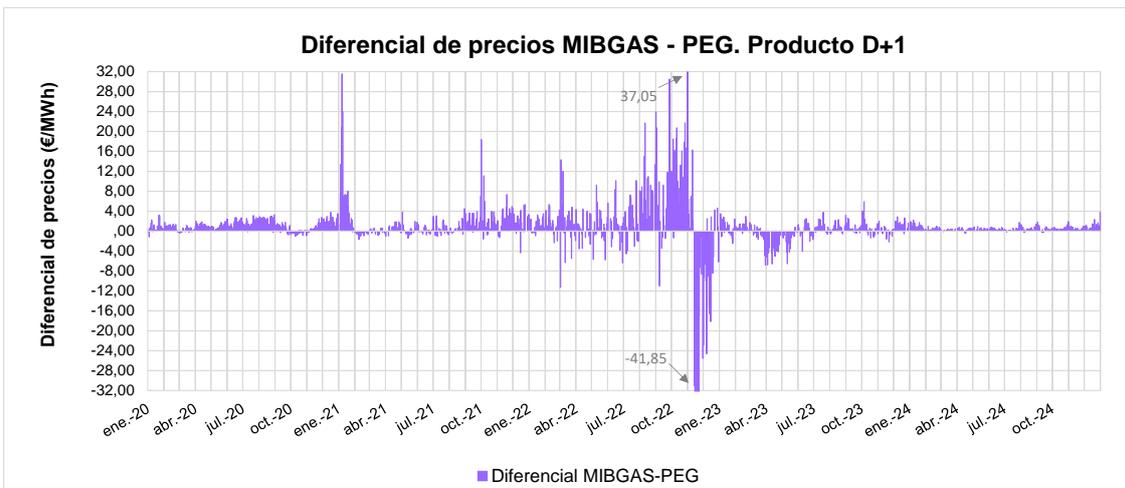
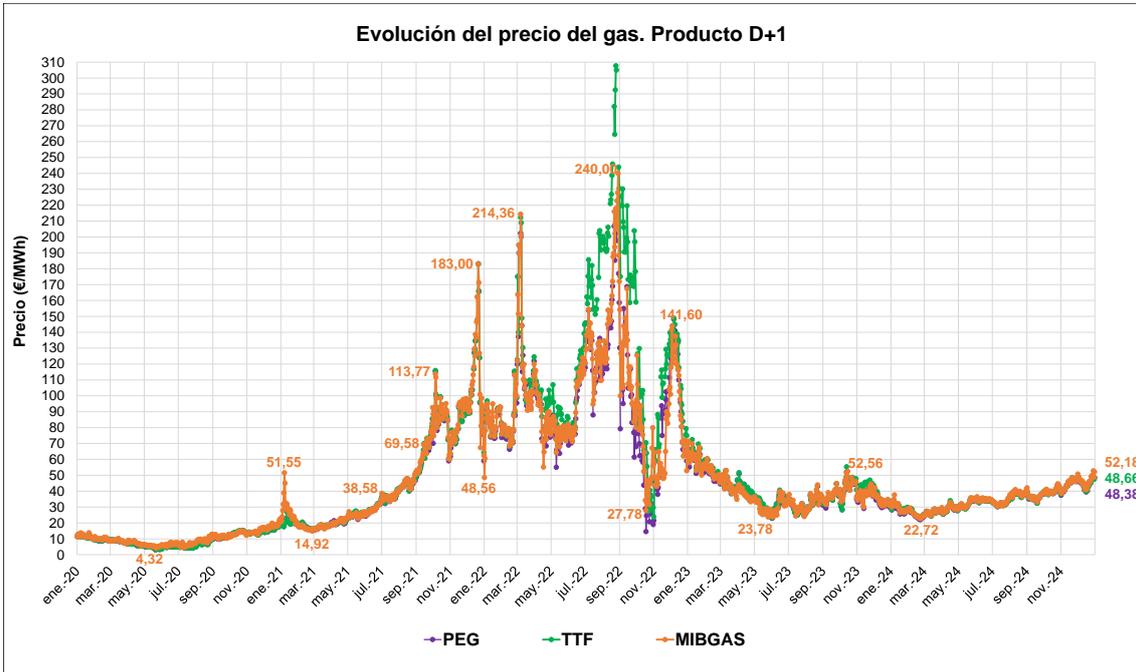
En el mes de diciembre, el **almacenamiento de gas en Europa** se encuentra en el nivel del 72%, 14 puntos menos que el año pasado, y en línea con los objetivos de la senda de vaciado durante el periodo invernal.

Precios del Brent y el gas natural en distintos mercados (€/MWh)

	Noviembre 2024	Diciembre 2024	Diferencia
Petróleo Brent	41,06 €/MWh	41,34 €/MWh	0,7%
Henry Hub (USA)	6,97 €/MWh	9,76 €/MWh	40,0%
NBP (Reino Unido)	45,81 €/MWh	45,75 €/MWh	-0,1%
TTF (Holanda)	44,43 €/MWh	44,87 €/MWh	1,0%
PEG (Francia)	43,98 €/MWh	44,69 €/MWh	1,6%
Noreste Asia GNL	44,23 €/MWh	47,05 €/MWh	6,4%
Aduana española	34,80 €/MWh	32,96 €/MWh	-5,3%
MIBGAS (D+1)	44,42 €/MWh	46,33 €/MWh	4,3%

Los principales datos estadísticos de precios del mercado español MIBGAS y demanda de gas están disponibles en formato Excel en el siguiente enlace: [Estadísticas de gas natural](#).

Evolución del precio spot del gas natural



Supervisión de la prohibición de recargas de GNL de procedencia rusa

Tras la aprobación del Reglamento (UE) 2024/1745 del Consejo, en vigor desde el 25 de junio de 2024, y la Decisión (PESC) 2024/1744 que prohíben los transbordos de GNL ruso en las terminales de regasificación de la UE, el GTS ha puesto en marcha una monitorización de las recargas de GNL.

El 12 de agosto de 2024 ENAGAS GTS publicó el documento “*Aplicación de la Decisión (PESC) 2024/1744 del Consejo, de 24 de junio de 2024, por la que se modifica la Decisión 2014/512/PESC relativa a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania, en relación con las operaciones de carga de gas natural licuado originario de Rusia o exportado desde Rusia.*”, que establece los requisitos de detalle que deben cumplir los usuarios para garantizar que el GNL de las recargas no procede de Rusia o se encuentra acogido a las excepciones previstas en la misma, a efectos de la autorización de las recargas por el GTS. A partir de esta fecha, la autorización de las recargas se realiza conforme a lo establecido en dicho documento.

Según la información facilitada por ENAGAS-GTS a la CNMC, durante el mes de **diciembre** se realizaron **14 descargas de buques** en las plantas españolas, de las cuales **5 buques proceden de Rusia**.

[INICIO SECCION CONFIDENCIAL] ... [FIN SECCION CONFIDENCIAL]

Desde la entrada en vigor del reglamento hasta el 31 de diciembre, se realizaron 76 recargas, de las cuales 57 fueron para bunkering (exentas de la aplicación del reglamento).

3. SUPERVISIÓN DEL APROVISIONAMIENTO Y LA DEMANDA DE GAS

3.1. Importaciones de gas a la Unión Europea

Durante el año 2024, los flujos de gas de Rusia por gasoducto se incrementan ligeramente por la mayor utilización del gasoducto Turkstream. Por otra parte, disminuyen las importaciones de GNL por la menor demanda, a pesar de los incrementos de capacidad.

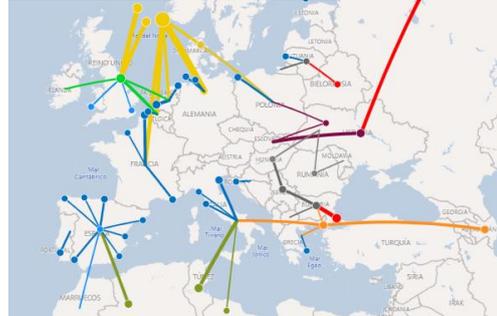
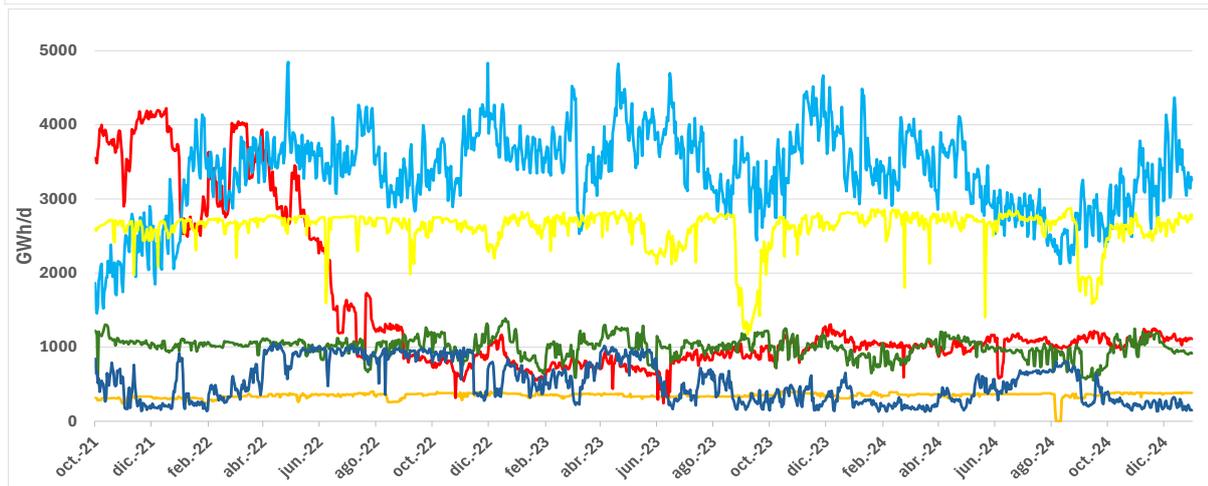
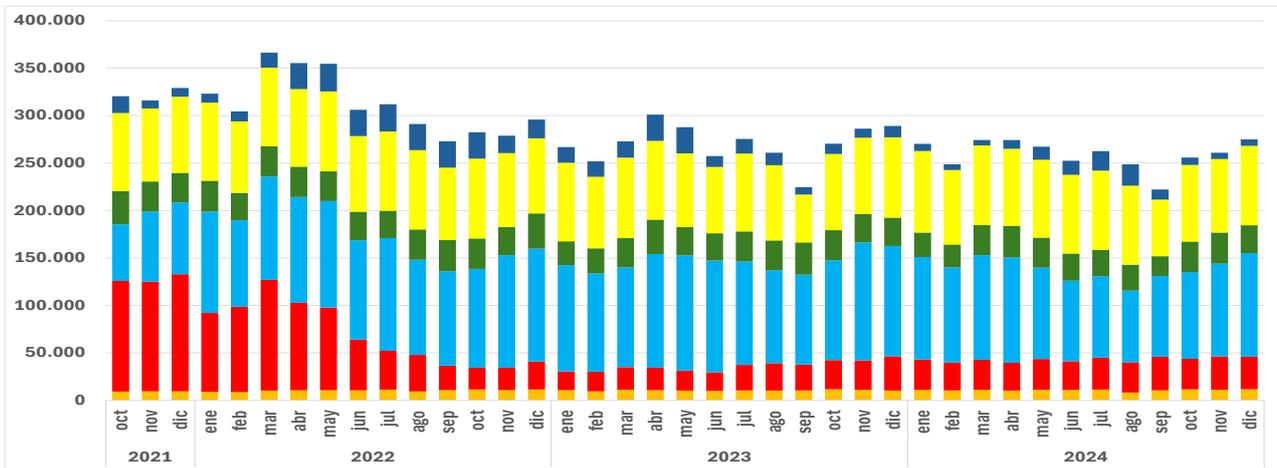


Figura 1 Importaciones de gas a la UE



GNL incluye las importaciones de GNL a la UE (excluido el Reino Unido)
Rusia gasoducto incluye los flujos a través de Bielorrusia, Ucrania y el Turkstream.
Noruega gasoducto incluye los flujos a la UE (excluido el Reino Unido).
Norte de africa gasoducto incluye las importaciones desde Argelia y Libia.
Caspio gasoducto incluye las importaciones desde Azerbaiyán.
UK gasoducto incluye las reexportaciones por gasoducto desde el Reino Unido.

Fuente: ENTSOG

3.2. Abastecimiento de gas natural licuado en Europa

El aprovisionamiento de GNL a Europa en el año 2024 disminuye un 19,0% respecto al año 2023. Francia es el primer importador de GNL en Europa en 2024, con un 18,6% del total, seguido de Países Bajos y España, con un 13,9% y un 13,7% respectivamente.

Figura 2 Abastecimientos para el año 2024

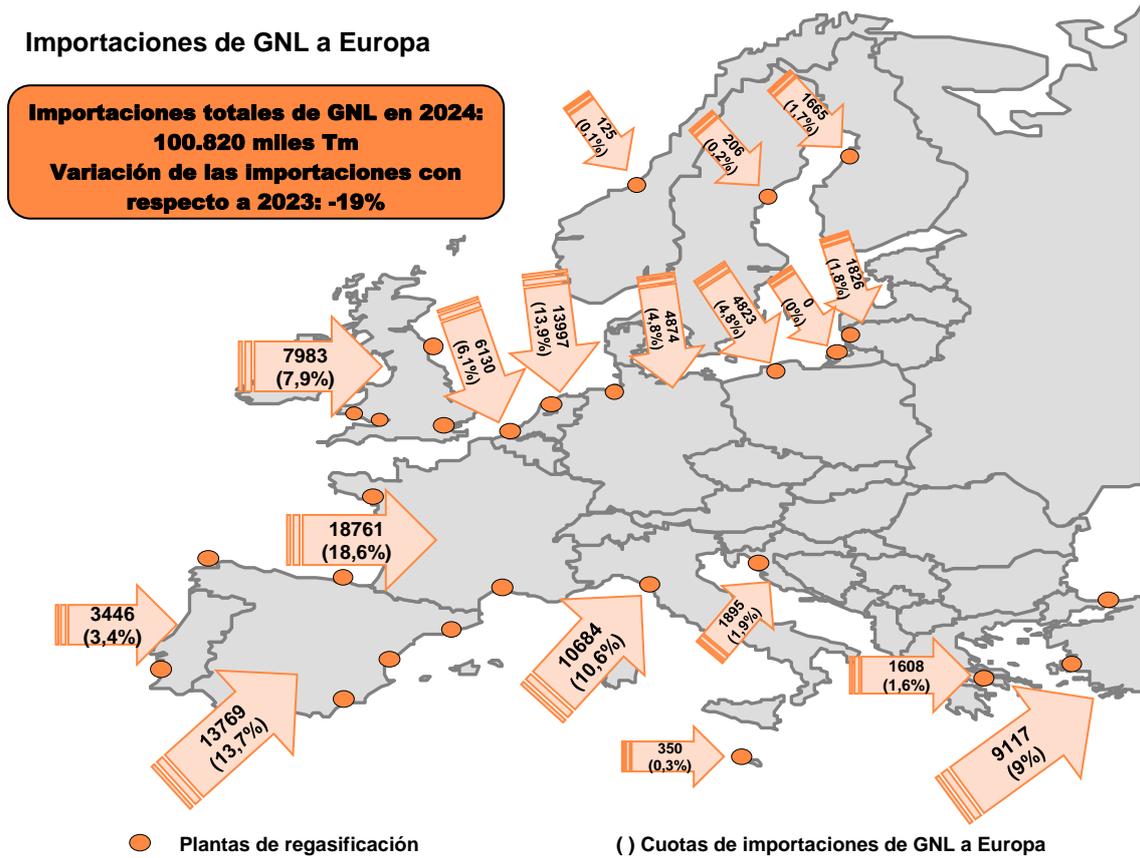


Figura 3 Abastecimiento de GNL en Europa por país importador (miles t)

Año 2024	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total 2024	Total 2024
													miles t	%
Bélgica	636	692	964	765	437	448	527	195	199	407	376	484	6.130	6,1%
Grecia	1.838	1.617	1.930	2.089	1.648	1.258	866	1.106	1.242	1.783	1.644	1.740	18.761	18,6%
Grecia	180	204	138	0	107	72	104	69	64	202	217	251	1.608	1,6%
Italia	1.031	1.051	790	1.081	879	649	817	864	716	836	871	1.099	10.684	10,6%
Lituania	124	156	132	132	0	128	196	161	194	199	267	137	1.826	1,8%
Malta	71	0	0	71	0	71	0	36	55	0	0	46	350	0,3%
Finlandia	188	155	82	153	152	223	75	194	61	151	140	91	1.665	1,7%
Noruega	16	7	4	3	3	0	13	52	7	7	3	10	125	0,1%
Portugal	238	309	148	330	250	309	317	367	326	278	276	298	3.446	3,4%
Polonia	236	332	329	422	407	462	468	450	371	471	470	405	4.823	4,8%
España	1.382	1.449	1.274	1.089	1.230	1.156	1.100	936	1.024	952	1.218	959	13.769	13,7%
Países Bajos	1.184	1.231	1.130	1.550	1.266	1.154	1.003	1.122	932	1.049	1.309	1.067	13.997	13,9%
Turquía	1.482	1.497	903	330	409	290	356	287	276	276	931	2.080	9.117	9,0%
Reino Unido	1.910	991	503	392	456	210	74	157	497	395	915	1.483	7.983	7,9%
Suecia	33	25	27	25	0	4	11	10	10	26	28	7	206	0,2%
Croacia	107	145	211	142	139	143	206	142	219	147	145	149	1.895	1,9%
Alemania	498	458	344	482	502	535	219	434	294	420	214	474	4.874	4,8%
Re-exportaciones	-129	-74	0	0	0	-13	-6	-62	-3	-34	-115	-3	-439	-0,4%
Total	11.025	10.245	8.909	9.056	7.885	7.099	6.346	6.520	6.484	7.565	8.909	10.777	100.820	100%

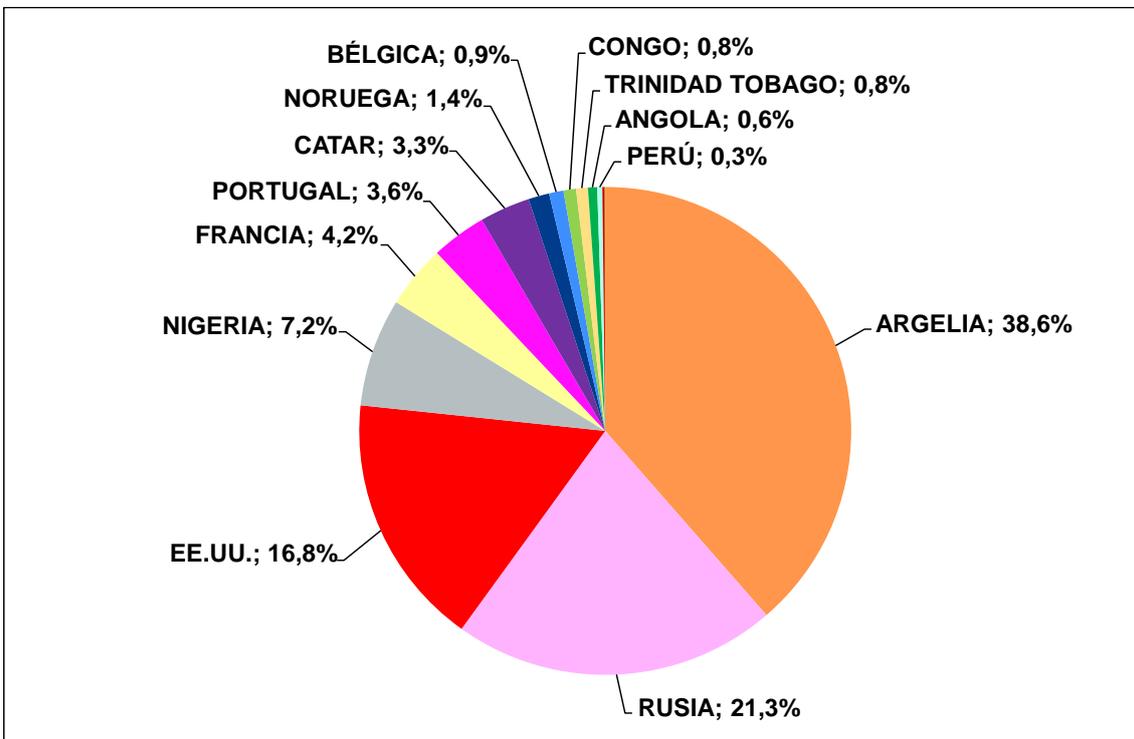
Fuente: The European Waterborne LNG Report

3.3. Abastecimiento de gas natural al sistema gasista español

En el mes de diciembre de 2024, el **volumen de abastecimiento** presenta un descenso del 1,6% respecto al mismo mes del año pasado.

En el año 2024, las importaciones con destino a España se han realizado desde un conjunto de catorce países. Los principales países aprovisionadores son Argelia y Rusia, con un porcentaje del 38,6% y el 21,3% respectivamente, seguidos de Estados Unidos (16,8%) y Nigeria (7,2%).

Figura 4 Abastecimiento de gas natural por origen. Año 2024



Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

En la siguiente tabla se muestra la **inyección mensual de gases renovables (biometano) en el sistema gasista¹**, según datos de la Circular 1/2022 de la CNMC, así como su porcentaje respecto al total de las importaciones:

MES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	
Inyección GNR (GWh)	26,39	27,39	28,57	26,32	28,56	27,63	
% aprovisionamiento	0,08%	0,09%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	
MES	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
Inyección GNR (GWh)	27,76	16,02	24,62	28,07	28,49	29,31	319,13
% aprovisionamiento	0,10%	0,06%	0,10%	0,11%	0,10%	0,11%	0,09%

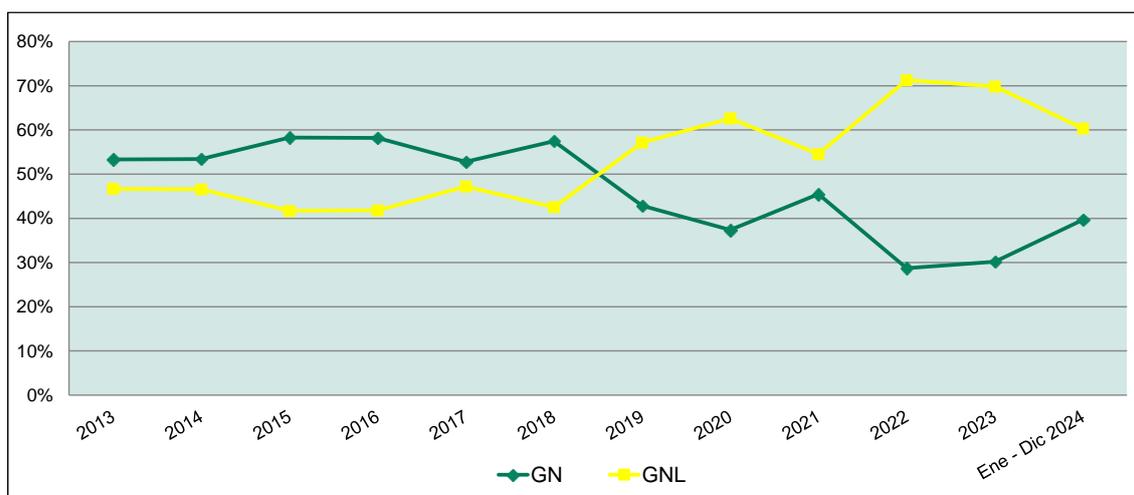
¹ Se incluye también bioGNL de logística off-grid

Figura 5 Abastecimiento de gas natural por origen. Años 2023 y 2024

Procedencia	Año 2023		Año 2024		Diciembre 2023		Diciembre 2024	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
ARGELIA	116.282	29,30%	131.203	38,62%	10.007	36,69%	9.764	36,40%
RUSIA	72.690	18,32%	72.360	21,30%	5.481	20,10%	5.485	20,44%
EE.UU.	83.858	21,13%	56.899	16,75%	3.700	13,57%	3.026	11,28%
NIGERIA	53.853	13,57%	24.349	7,17%	2.627	9,63%	3.100	11,55%
FRANCIA	13.359	3,37%	14.166	4,17%	1.022	3,75%	1.695	6,32%
PORTUGAL	10.053	2,53%	12.303	3,62%	673	2,47%	637	2,37%
QATAR	14.169	3,57%	11.281	3,32%	1.752	6,43%	1.746	6,51%
NORUEGA	5.863	1,48%	4.671	1,38%	1.115	4,09%	84	0,31%
BÉLGICA	0	0,00%	3.221	0,95%	0	0,00%	0	0,00%
CONGO	0	0,00%	2.795	0,82%	0	0,00%	0	0,00%
TRINIDAD TOBAGO	5.523	1,39%	2.628	0,77%	0	0,00%	1.184	4,41%
ANGOLA	3.111	0,78%	2.053	0,60%	0	0,00%	0	0,00%
PERÚ	4.968	1,25%	1.139	0,34%	0	0,00%	0	0,00%
ESPAÑA	390	0,10%	545	0,16%	73	0,27%	108	0,40%
INDONESIA	0	0,00%	80	0,02%	0	0,00%	0	0,00%
AUSTRALIA	70	0,02%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
CAMERÚN	3.309	0,83%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
EGIPTO	4.475	1,13%	0	0,00%	821	3,01%	0	0,00%
GUINEA ECUATORIAL	1.891	0,48%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
OMAN	2.902	0,73%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
REINO UNIDO	75	0,02%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
TOTAL	396.841	100%	339.694	100%	27.272	100%	26.829	100%

En el año 2024, las importaciones por gasoducto han supuesto un 39,7% del total, mientras que las importaciones de GNL han supuesto un 60,3%.

Figura 6 Evolución de las importaciones por tipo de suministro



Fuente: ENAGAS y CNMC

Figura 7 Evolución de las importaciones por tipo de suministro

GWh	GN	GNL	TOTAL
2014	<i>205.134</i>	<i>178.815</i>	383.949
2015	<i>212.829</i>	<i>152.294</i>	365.123
2016	<i>213.165</i>	<i>153.149</i>	366.314
2017	<i>205.717</i>	<i>183.915</i>	389.632
2018	<i>225.388</i>	<i>166.873</i>	392.261
2019	<i>179.481</i>	<i>239.349</i>	418.830
2020	<i>136.515</i>	<i>228.735</i>	365.250
2021	<i>189.245</i>	<i>227.030</i>	416.275
2022	<i>128.135</i>	<i>317.760</i>	445.895
2023	<i>119.733</i>	<i>277.108</i>	396.841
2024	<i>134.796</i>	<i>204.898</i>	339.694

Fuente: ENAGAS (incluye GN y GNL con destino final a otros países)
y Resolución MITyC 15/12/08

Figura 8 Evolución mensual del abastecimiento de gas natural por origen

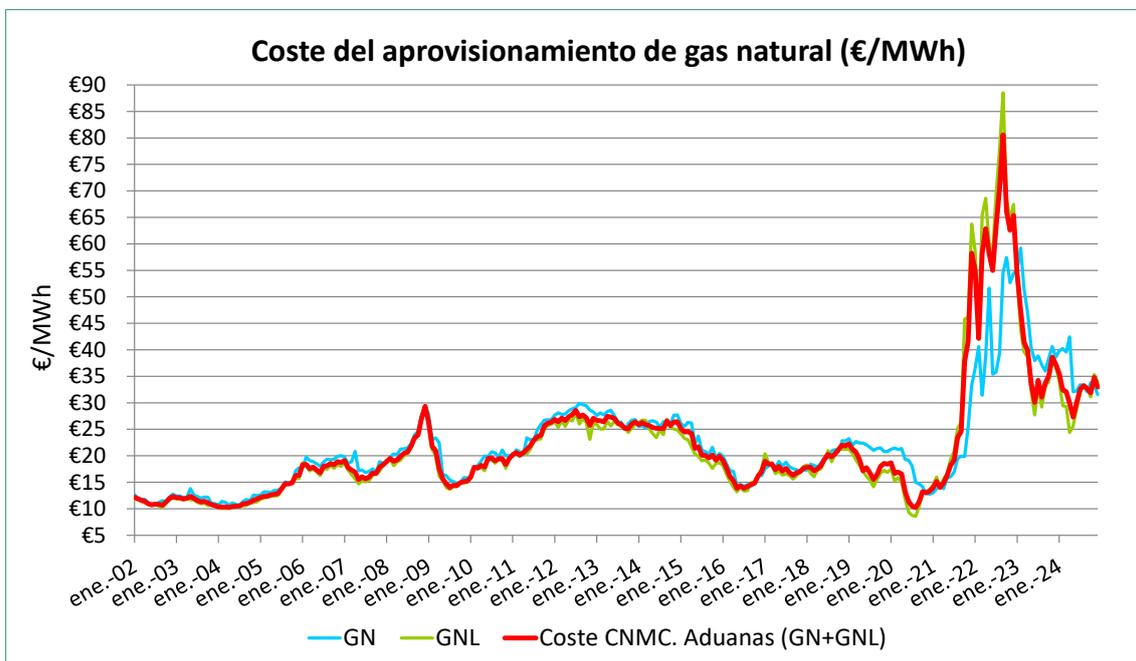
AÑO 2024	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
ANGOLA										1.033	1.021		2.053
ARGELIA	9.969	8.601	12.230	12.351	10.268	12.936	8.561	9.358	9.716	13.754	13.694	9.764	131.203
BÉLGICA			1.022	1.106			1.093						3.221
EE.UU.	9.447	8.009	5.282	2.143	4.927	3.278	4.532	4.913	6.029	2.080	3.233	3.026	56.899
ESPAÑA	32	56	46	48	52	28	28	16	29	67	35	108	545
FRANCIA	1.403	789	565	985	1.220	861	1.547	1.883	2.035	521	663	1.695	14.166
INDONESIA										80			80
NIGERIA	1.134	5.005	882	2.682	2.932	956	1.718	838	1.147	1.868	2.087	3.100	24.349
NORUEGA	186	1.101	186	1.101	186	1.111	186	186	178	84	81	84	4.671
PERÚ						1.139							1.139
PORTUGAL	575	1.018	548	1.046	743	1.726	1.632	1.233	1.609	660	875	637	12.303
CATAR	877	872	873		1.742		847	865	869	864	1.726	1.746	11.281
RUSIA	8.687	5.337	7.487	5.342	6.416	5.681	7.617	6.367	3.368	4.169	6.404	5.485	72.360
TRINIDAD TOBAGO					821			623				1.184	2.628
CONGO						607		512	908	769			2.795
Total (GWh)	32.309	30.788	29.123	26.804	29.307	28.322	27.761	26.794	25.889	25.949	29.819	26.829	339.694

Fuente: CNMC, Resolución MITyC 15/12/08

3.4. Índice del coste de aprovisionamiento de gas natural en España

El coste de aprovisionamiento de gas natural en frontera española en diciembre de 2024 disminuye 1,8 €/MWh respecto del mes anterior y se sitúa en **32,96 €/MWh**. El precio de las importaciones de gas por gasoducto a España disminuye respecto del mes de noviembre (-5,3%), situándose en 31,55 €/MWh, mientras que el precio de las importaciones de GNL también experimenta un descenso (-4,2%), y se sitúa en los 33,86 €/MWh.

Figura 11



Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia

En la siguiente tabla se muestran los datos del coste de aprovisionamiento de los últimos años.

Figura 12 Evolución del coste del aprovisionamiento de gas natural

Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)	Mes	Precio GN+GNL (€/MWh)	Precio GN (€/MWh)	Precio GNL (€/MWh)
ene.-16	19,115	19,954	18,159	jul.-20	10,474	18,072	8,742
feb.-16	17,727	18,519	16,513	ago.-20	10,195	15,002	8,593
mar.-16	16,093	17,137	15,212	sep.-20	11,360	14,695	10,397
abr.-16	15,290	17,074	14,044	oct.-20	13,243	14,164	12,835
may.-16	13,851	14,332	13,194	nov.-20	13,016	12,903	13,088
jun.-16	14,330	14,574	14,056	dic.-20	13,315	12,770	13,722
jul.-16	13,854	14,205	13,348	ene.-21	13,950	13,028	14,400
ago.-16	14,167	14,592	13,403	feb.-21	15,171	13,736	16,002
sep.-16	14,569	14,283	14,931	mar.-21	14,035	14,358	13,847
oct.-16	14,800	14,794	14,810	abr.-21	14,890	13,773	15,646
nov.-16	16,174	16,354	16,019	may.-21	16,316	15,833	16,553
dic.-16	16,984	16,225	17,593	jun.-21	18,195	16,054	19,360
ene.-17	18,982	17,539	20,402	jul.-21	19,189	16,908	20,827
feb.-17	18,418	18,087	18,711	ago.-21	23,449	19,465	25,183
mar.-17	18,456	18,645	18,208	sep.-21	24,612	19,912	26,261
abr.-17	17,345	17,817	16,622	oct.-21	37,815	19,831	45,784
may.-17	18,007	18,935	17,151	nov.-21	41,577	25,433	46,118
jun.-17	17,118	18,065	16,380	dic.-21	58,242	33,300	63,751
jul.-17	17,625	18,773	16,607	ene.-22	54,930	36,518	58,636
ago.-17	16,851	17,904	16,274	feb.-22	42,156	40,617	42,578
sep.-17	16,317	17,567	15,595	mar.-22	58,288	31,439	65,436
oct.-17	16,779	17,357	16,205	abr.-22	62,854	38,727	68,617
nov.-17	16,998	17,094	16,917	may.-22	58,066	51,651	59,821
dic.-17	17,657	17,329	17,970	jun.-22	54,949	35,425	58,206
ene.-18	17,821	17,273	18,258	jul.-22	63,172	35,774	69,141
feb.-18	17,843	18,436	16,707	ago.-22	70,371	39,297	77,825
mar.-18	17,156	18,183	16,035	sep.-22	80,571	54,571	88,535
abr.-18	17,545	17,802	17,271	oct.-22	66,096	57,427	68,360
may.-18	18,145	18,695	17,548	nov.-22	62,568	52,678	64,691
jun.-18	19,360	19,535	19,186	dic.-22	65,383	54,433	67,432
jul.-18	20,301	19,579	20,966	ene.-23	54,391	55,023	54,174
ago.-18	19,826	20,902	18,873	feb.-23	47,527	59,206	43,827
sep.-18	20,360	21,157	20,335	mar.-23	41,426	51,396	39,596
oct.-18	21,185	20,806	21,438	abr.-23	39,900	46,935	38,689
nov.-18	22,005	22,831	21,241	may.-23	33,693	40,423	32,147
dic.-18	21,866	22,778	21,193	jun.-23	30,091	37,978	27,690
ene.-19	22,249	23,228	21,266	jul.-23	34,255	38,854	33,251
feb.-19	21,236	21,969	20,418	ago.-23	31,053	37,200	29,219
mar.-19	20,678	22,685	19,230	sep.-23	33,689	35,995	33,099
abr.-19	19,307	22,392	18,153	oct.-23	35,060	38,428	33,903
may.-19	17,131	22,392	17,131	nov.-23	38,633	40,613	38,044
jun.-19	17,771	22,090	16,082	dic.-23	37,316	38,578	36,828
jul.-19	16,742	21,561	15,392	ene.-24	35,496	39,783	33,995
ago.-19	15,538	21,004	14,140	feb.-24	32,415	40,221	29,426
sep.-19	16,450	21,381	15,564	mar.-24	32,071	39,599	29,307
oct.-19	18,012	21,491	16,691	abr.-24	29,917	42,420	24,425
nov.-19	18,556	20,779	17,254	may.-24	27,319	32,099	25,605
dic.-19	18,412	20,817	16,851	jun.-24	29,993	32,251	28,785
ene.-20	18,692	21,239	17,559	jul.-24	32,581	33,392	32,021
feb.-20	16,679	21,453	15,246	ago.-24	33,261	33,166	33,310
mar.-20	16,923	21,199	15,881	sep.-24	32,660	32,078	32,941
abr.-20	16,562	21,398	14,926	oct.-24	31,859	33,752	31,090
may.-20	13,245	19,344	11,769	nov.-24	34,804	33,312	35,353
jun.-20	11,316	19,143	9,365	dic.-24	32,956	31,546	33,864

Fuente: Agencia Tributaria y elaboración propia.

3.5. Demanda de gas en España

La demanda de gas en diciembre de 2024 **aumentó un 15,5%** respecto a la del mismo mes del año pasado, situándose en **35.163 GWh**, repartiéndose entre 24.684 GWh para la demanda convencional y 10.479 GWh de demanda para el sector eléctrico.

Figura 13

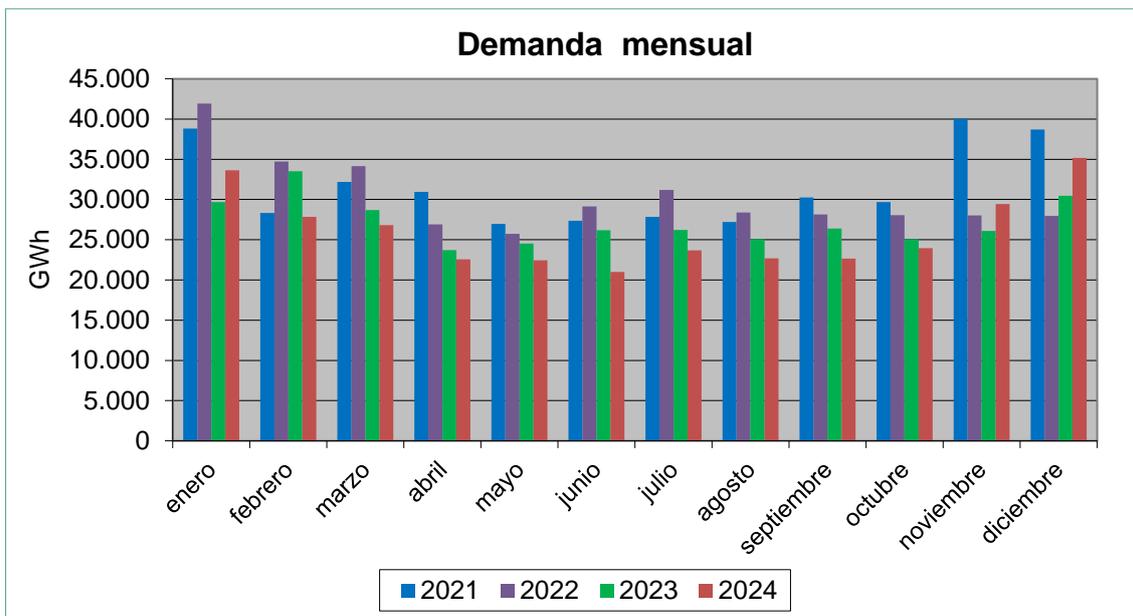
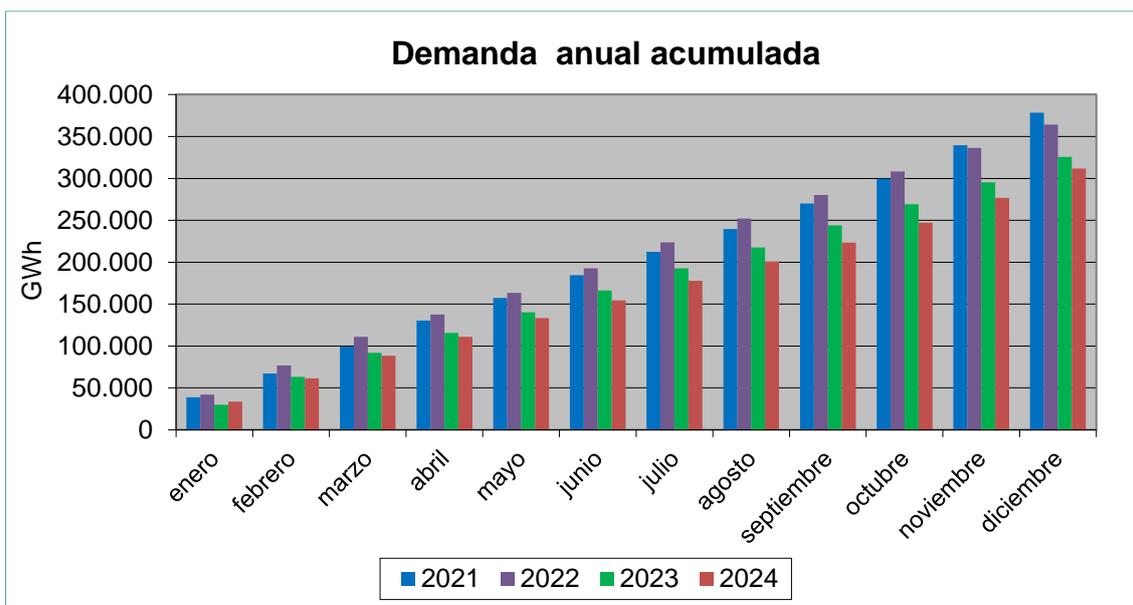


Figura 14



Fuente: ENAGAS GTS

Figura 15

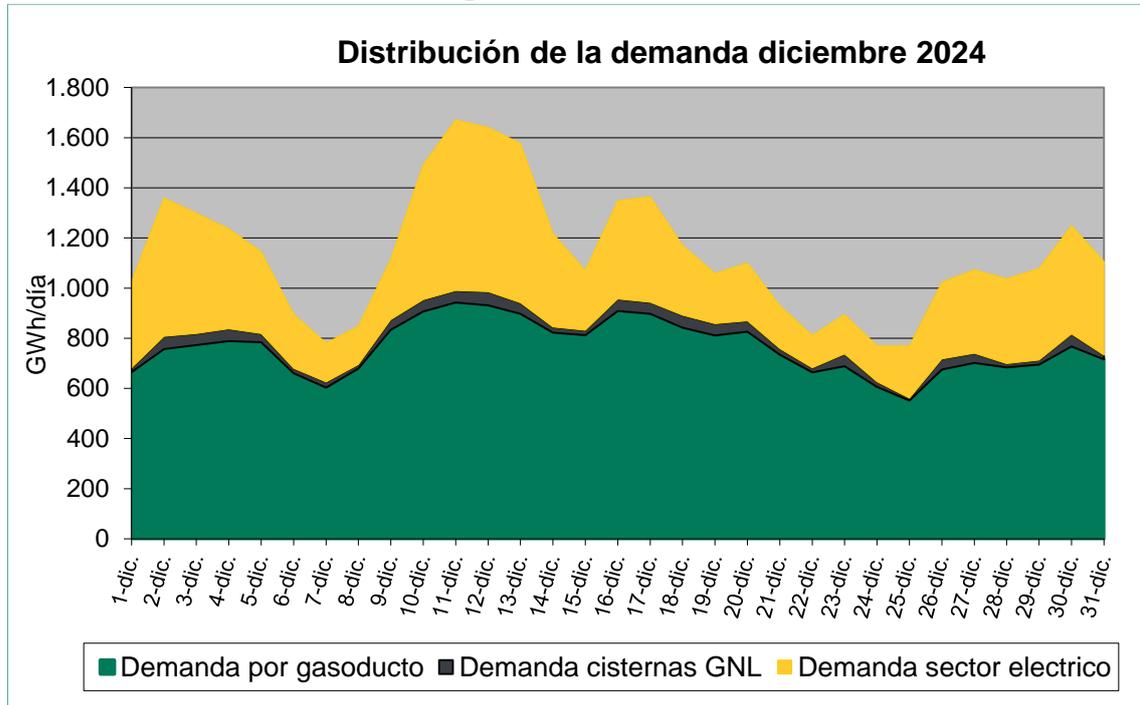
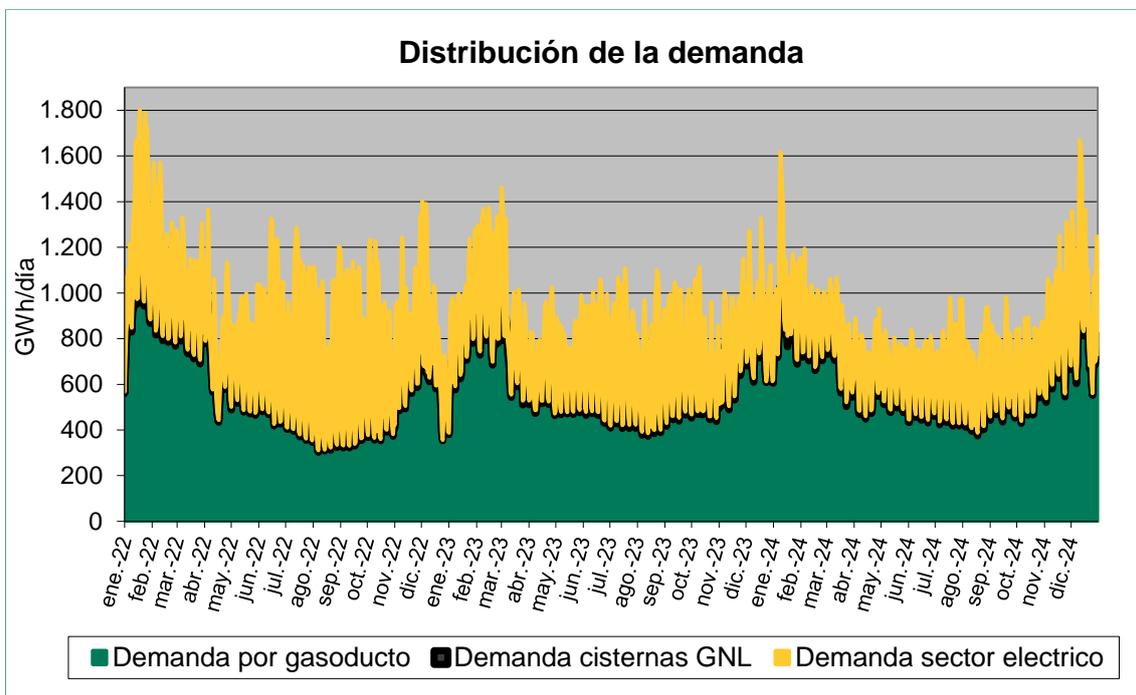


Figura 16



Fuente: ENAGAS GTS

3.6. Demanda de gas para generación eléctrica

Figura 17

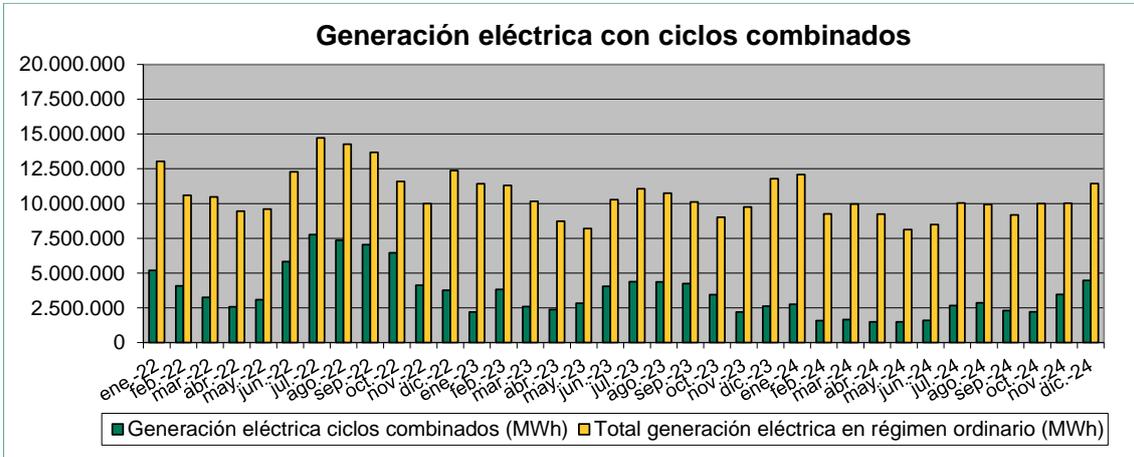


Figura 18

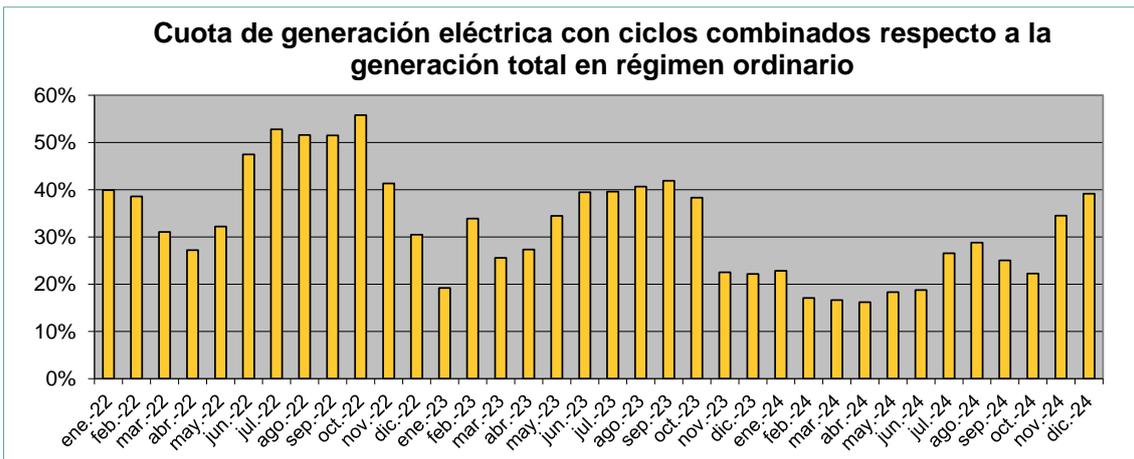
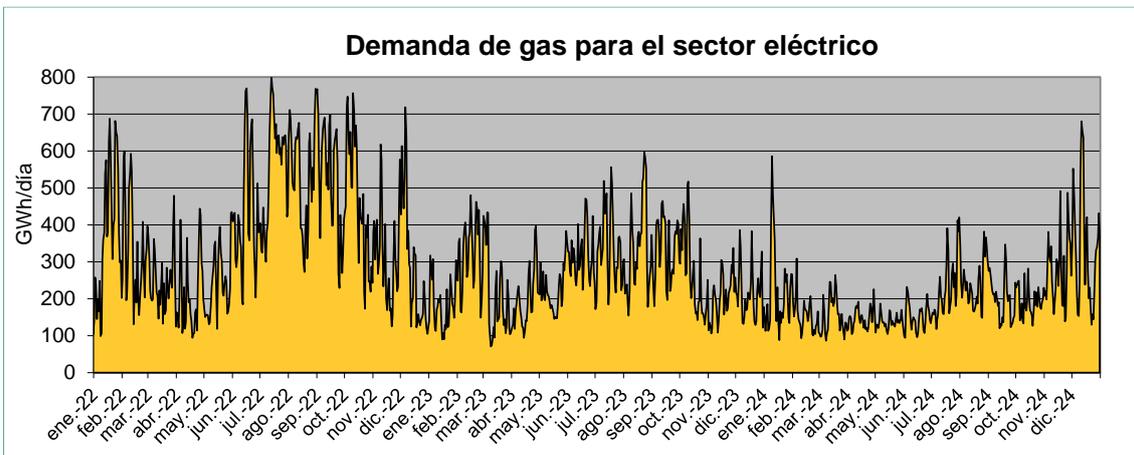


Figura 19



Fuente: REDEIA

3.7. Niveles de existencias de gas en el sistema gasista

Figura 20

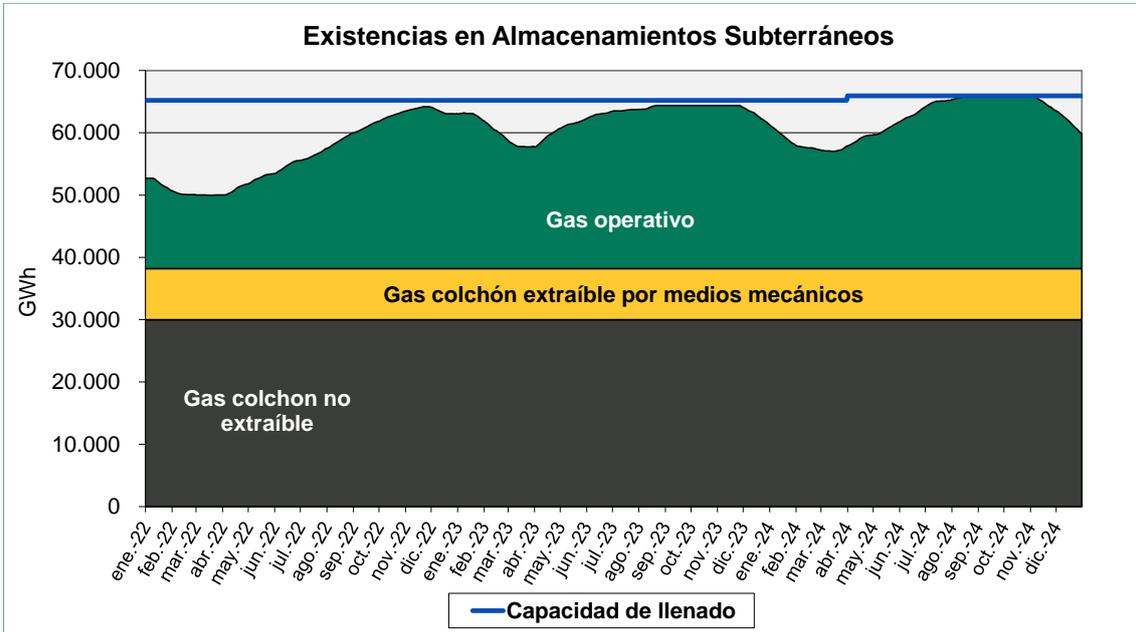
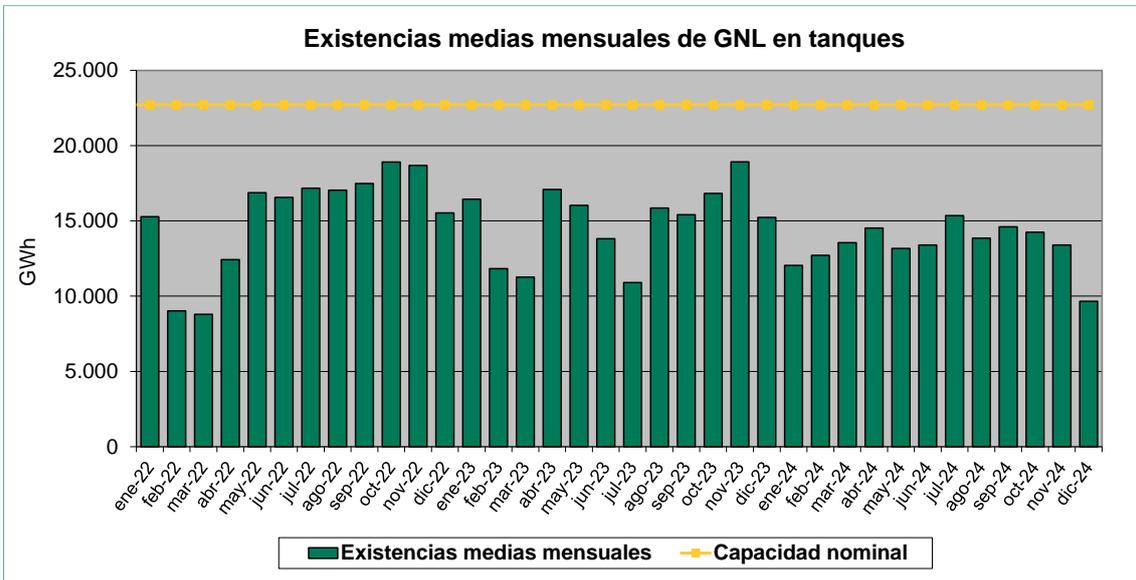


Figura 21



Fuente: ENAGAS GTS

3.8. Funcionamiento de las interconexiones internacionales

Figura 22

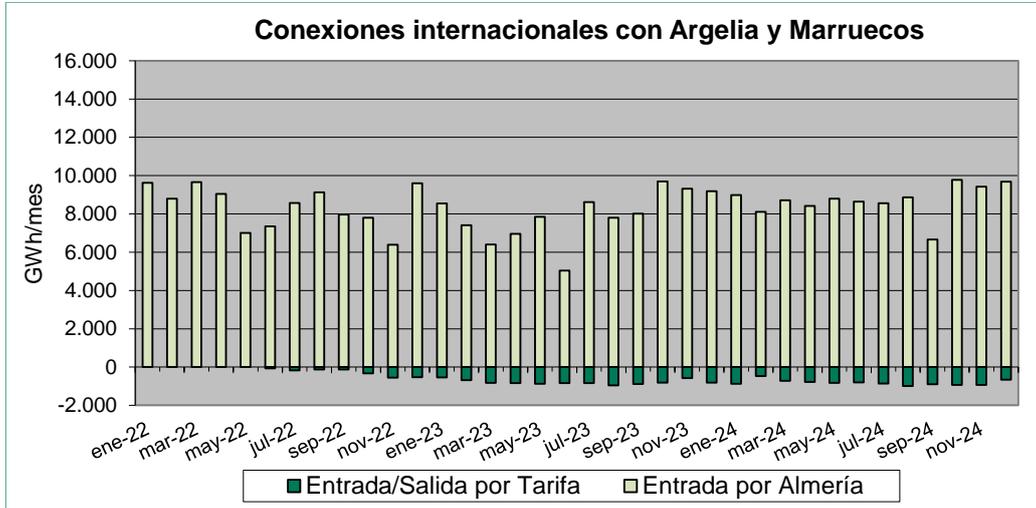


Figura 23

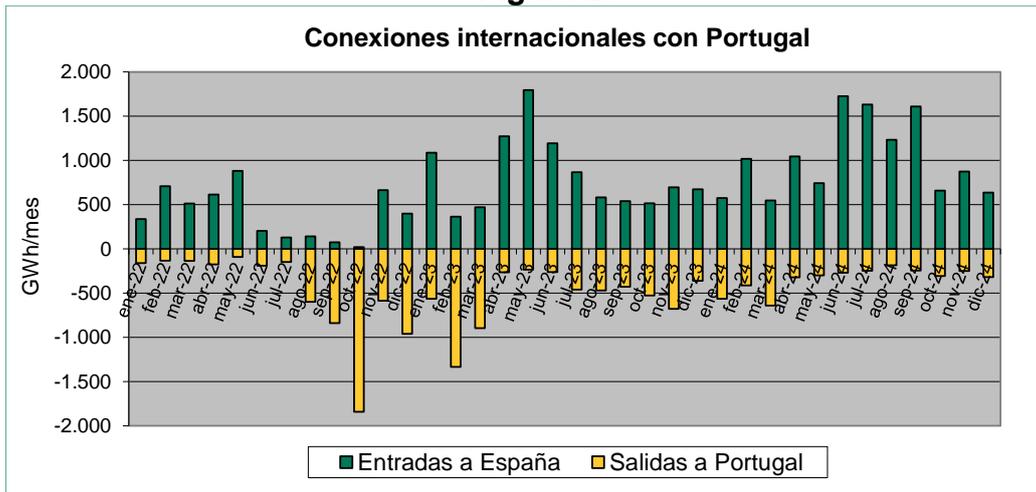
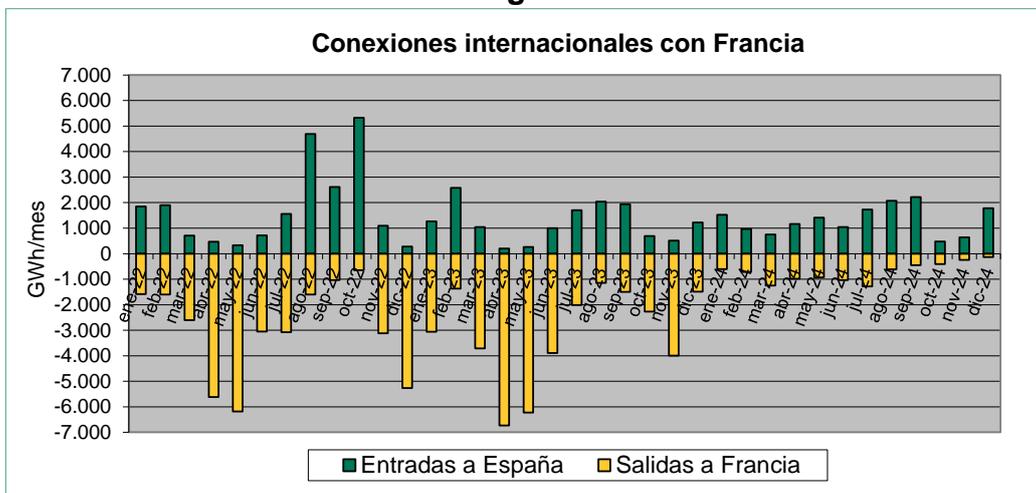


Figura 24

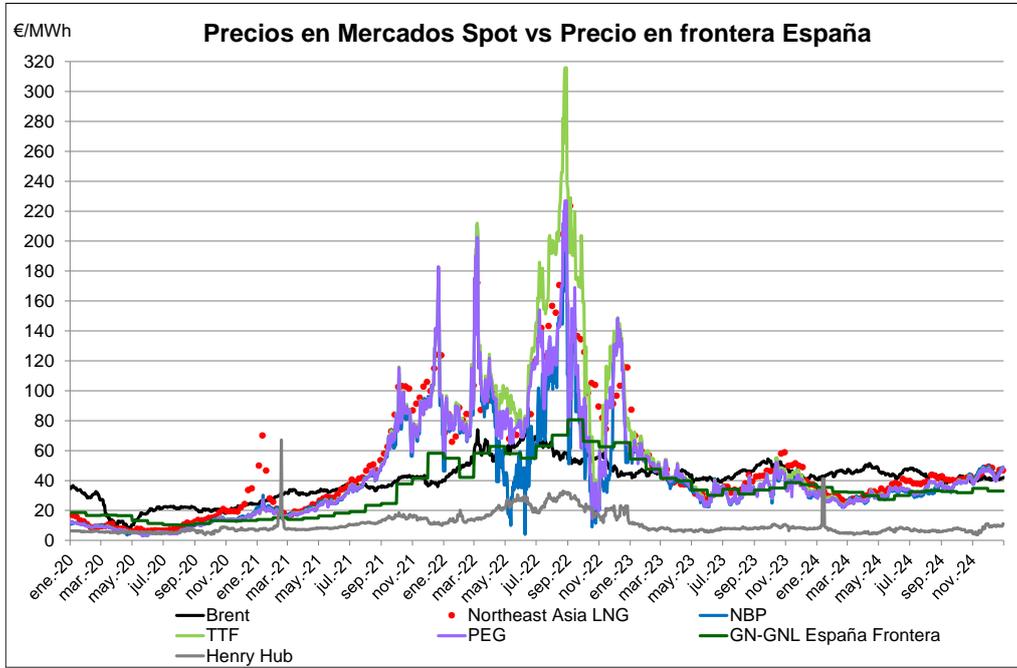


Fuente: ENAGAS GTS

4. MERCADOS Y PRECIOS MAYORISTAS DE GAS

4.1. Evolución de los precios internacionales del gas

Figura 25



Brent: cotización del crudo Brent
NBP: precio spot del gas en el Reino Unido
PEG: precio spot del gas en Francia
GN-GNL España Frontera: Coste de aprovisionamiento de gas en España
NE Asia LNG: precio spot del GNL en Asia
TTF: precio spot del gas en Holanda
HH: precio spot del gas en Estados Unidos
 A efectos comparativos, todos los precios se muestran en €/MWh

Figura 26

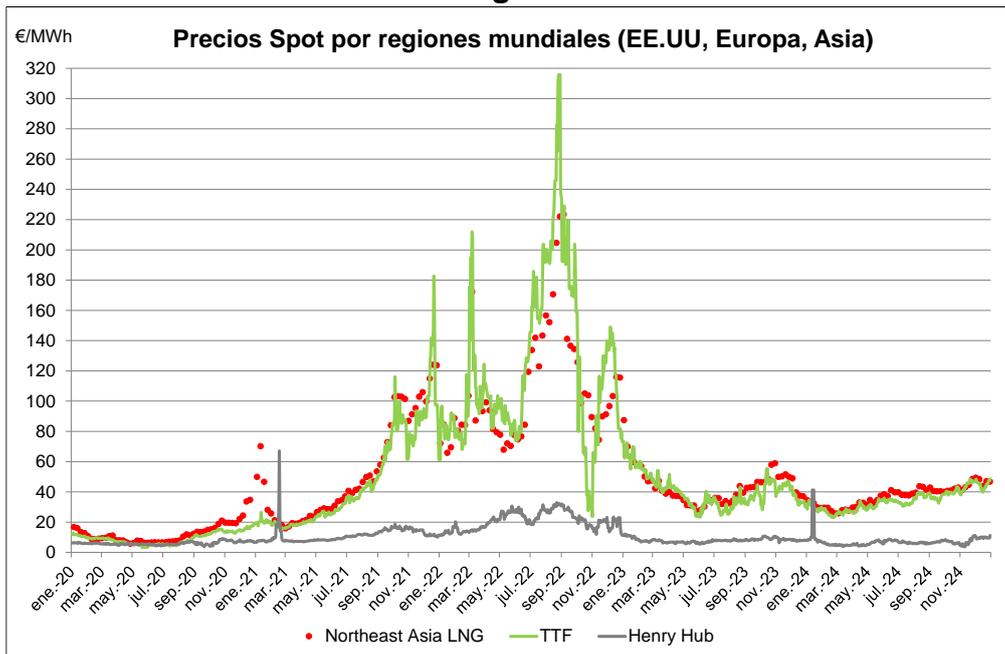
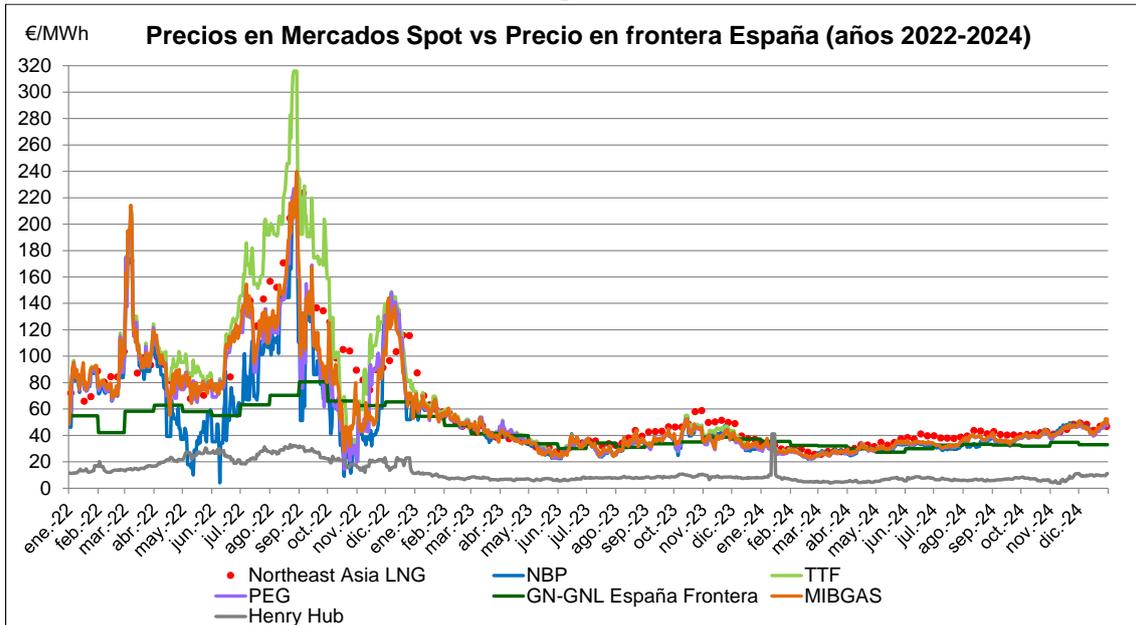


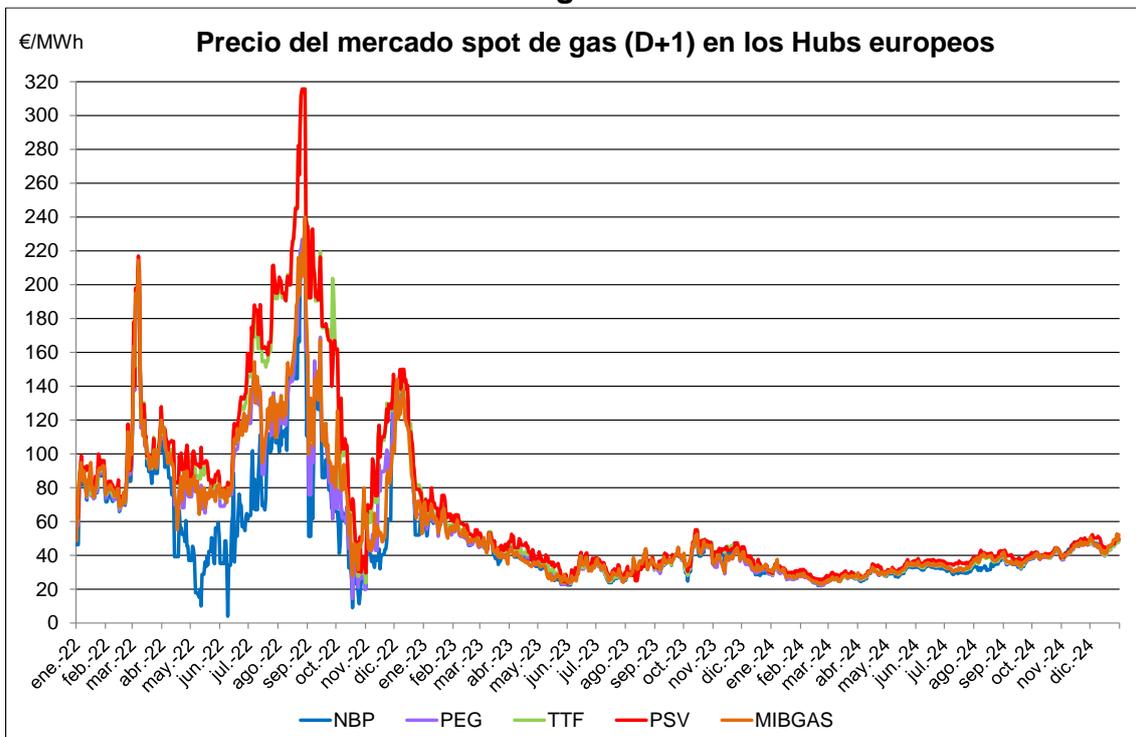
Figura 27



Fuente: World Gas Intelligence & Platts & MIBGAS

El precio spot en España (D+1) cotizaba a finales de diciembre a 52,18 €/MWh, por encima del precio del mercado inglés NBP (49,16 €/MWh), del PEG (48,77 €/MWh), del TTF (48,77 €/MWh) y del PSV (49,87 €/MWh).

Figura 28



Fuente: Platts & MIBGAS

El producto mensual con entrega en el mes siguiente en el mercado español cotizaba a finales de diciembre a 48,63 €/MWh, por encima del precio del mercado PEG (48,34 €/MWh) y del TTF (48,40 €/MWh), y por debajo del NBP (50,01 €/MWh), y del PSV (50,15 €/MWh).

Figura 29

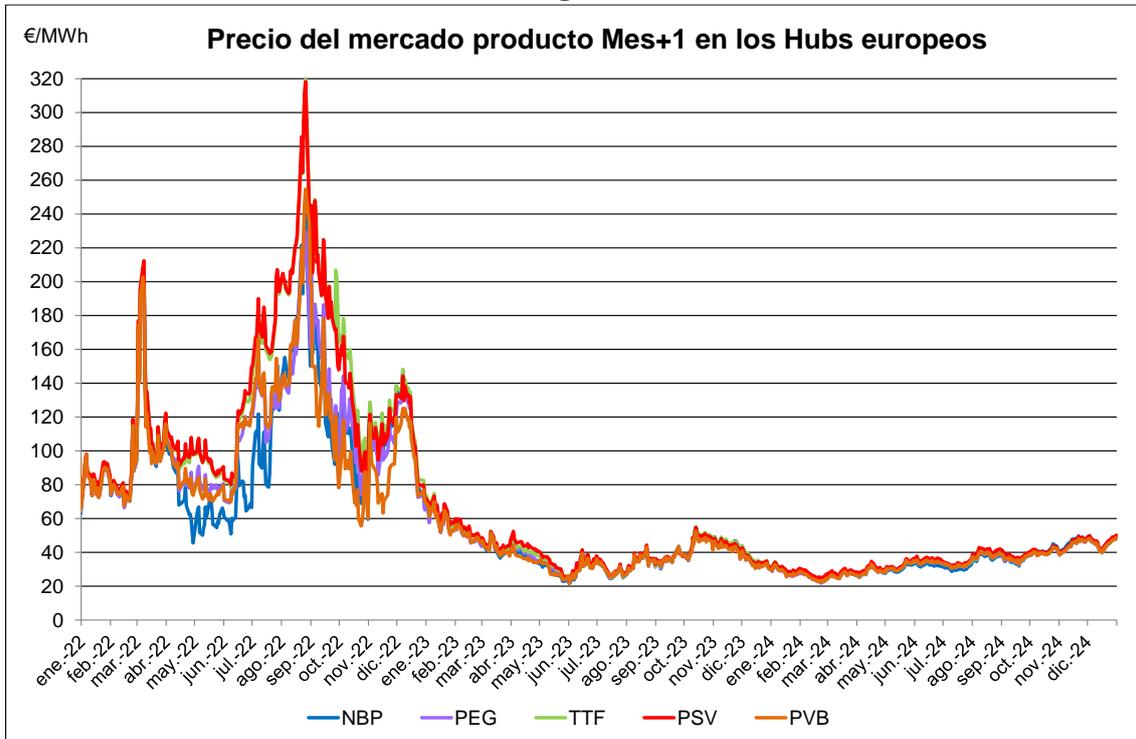
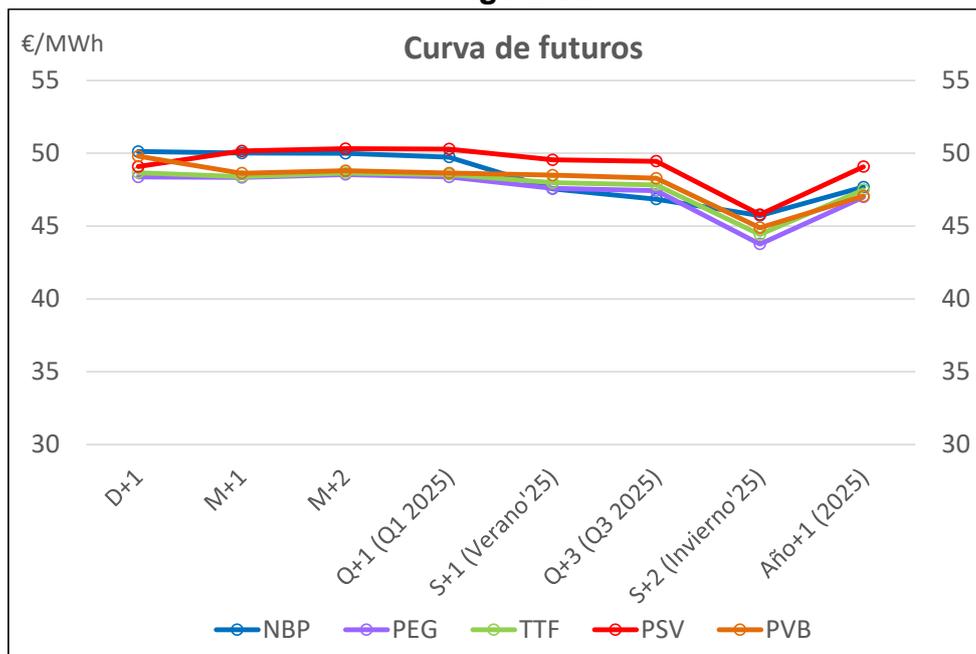


Figura 30



Fuente: MIBGAS (cotizaciones a finales de diciembre 2024, últimos datos disponibles)

4.2. Volumen negociado en el mercado mayorista en España

Volumen negociado en el mercado organizado (MIBGAS)

El volumen total de energía negociada en estas transacciones en el año 2024 ascendió a un total de **134.976 GWh**. La cantidad total de energía negociada en diciembre de 2024 ascendió a **14.430 GWh**.

Figura 31

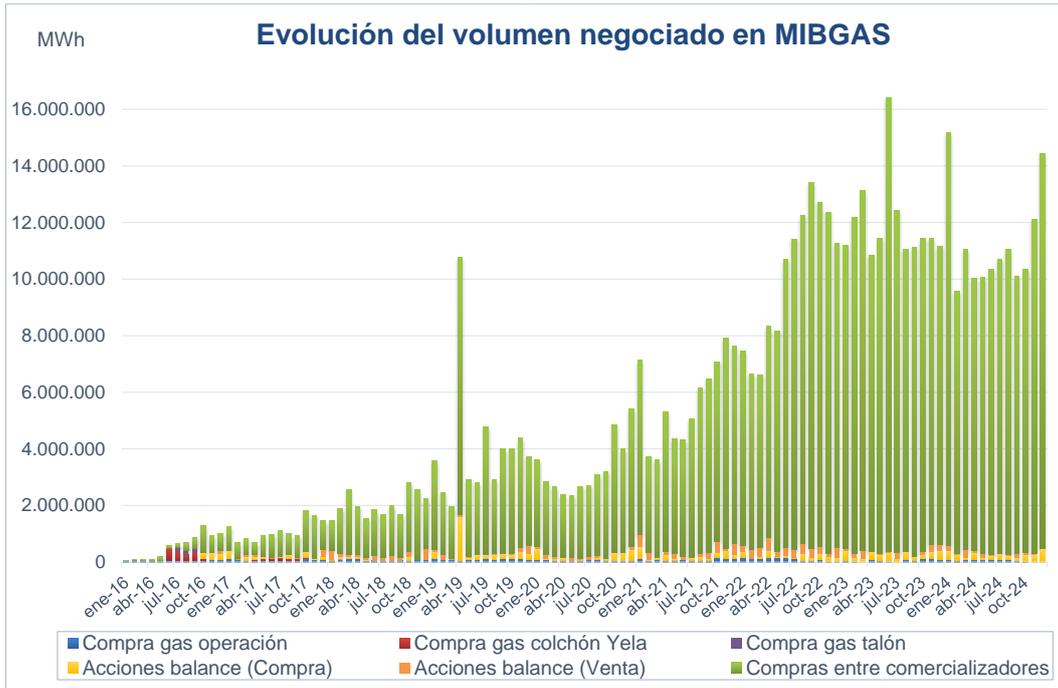
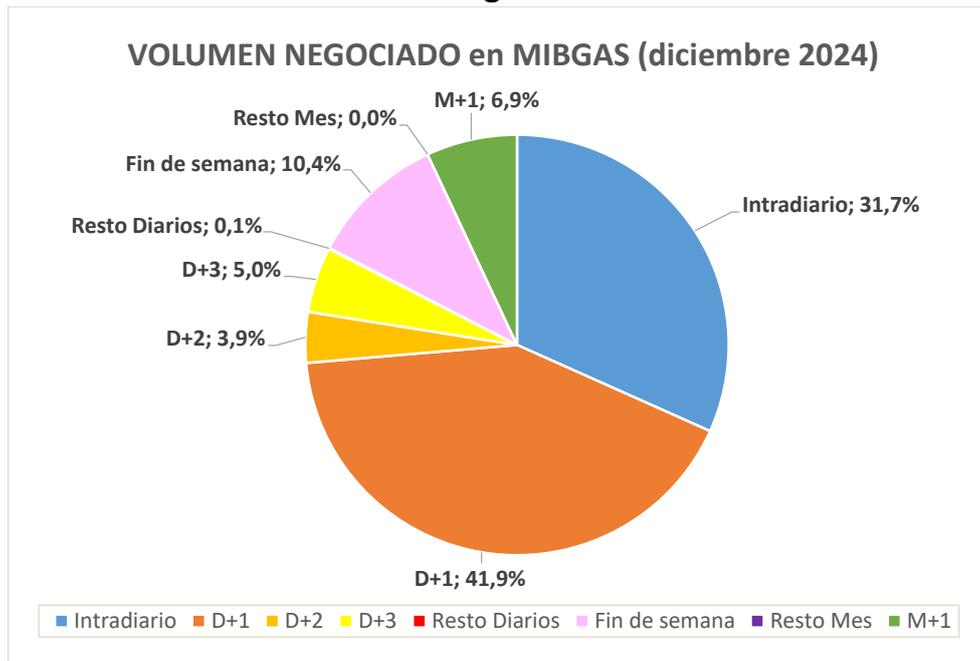


Figura 32



Fuente: MIBGAS

Volumen negociado en transacciones OTC

El volumen total negociado en estas transacciones en el año 2024 asciende a un total de **855.078 GWh**. La cantidad total de energía negociada en diciembre de 2024 ascendió a 72.714 GWh.

Figura 33

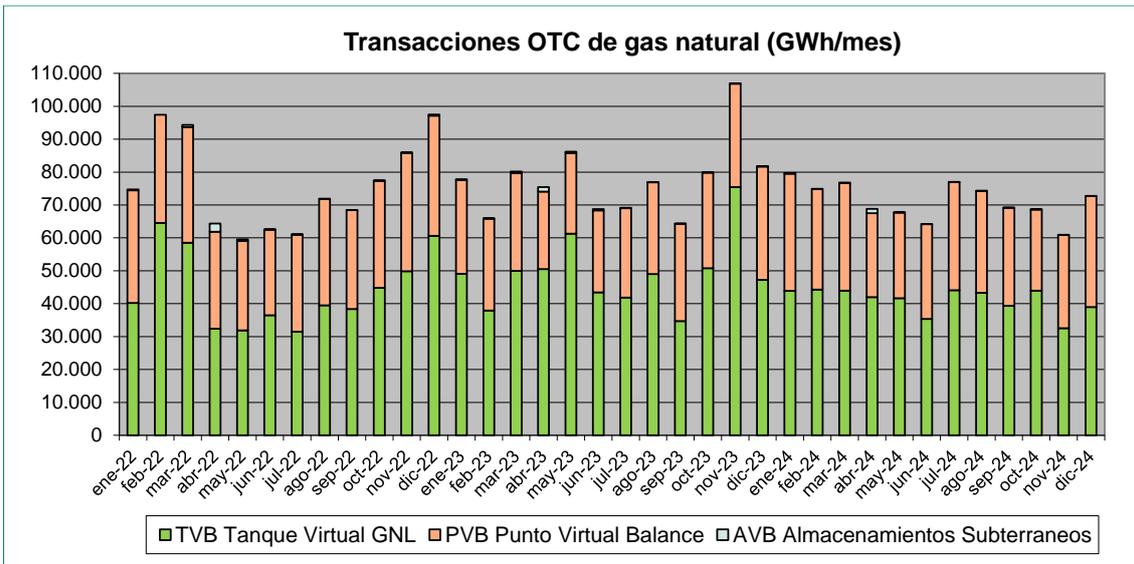
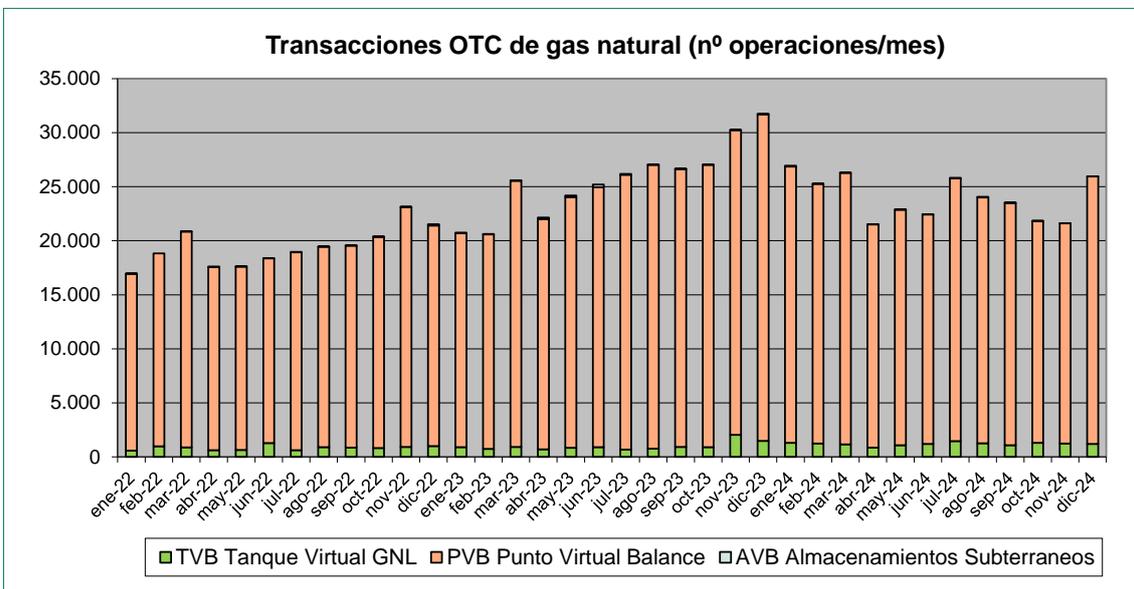


Figura 34



Fuente: Sistema MS-ATR de ENAGAS

4.3. Hechos relevantes mercado de gas en España. Año 2024

- La **Resolución de 30 de mayo de 2023**, de la **CNMC**, establece los **peajes de acceso** a las redes de transporte, redes locales y regasificación para el **año de gas 2024** (de octubre de 2023 a septiembre de 2024).
- La **Orden TED/1072/2023**, de 26 de septiembre, establece la **retribución y cánones de acceso** de los almacenamientos subterráneos básicos para el **año de gas 2024**, en vigor desde el 1 de octubre de 2023.
- La **Resolución de la DGPEM de 28 de diciembre de 2023**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al primer trimestre del año 2024 (vigente desde el 1 de enero). El término variable de las tarifas TUR 1, TUR 2 y TUR 3 aumenta un 9,28%, un 9,91% y un 10,56% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo se mantiene constante en todas ellas.
- La **Resolución de la DGPEM de 27 de diciembre de 2023**, aprueba la adjudicación del **servicio de creador de mercado voluntario** en el mercado organizado de gas natural (MIBGAS) a la empresa **AXPO Iberia S.L.U.**, para el periodo correspondiente al primer semestre de 2024.
- La **Resolución de la DGPEM de 26 de marzo de 2024**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al segundo trimestre del año 2024 (vigente desde el 1 de abril). El término variable de las tarifas TUR 1, TUR 2 y TUR 3 disminuye un 14,01%, un 14,87% y un 15,76% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo se mantiene constante en todas ellas.
- La **Resolución de 19 de abril de 2024 de la CNMC** estableció el **procedimiento de gestión de conexiones de plantas de generación de biometano** con la red de transporte o distribución.
- El **24 de junio de 2024** el Consejo europeo aprobó el **Reglamento (UE) 2024/1745 del Consejo**, por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 833/2014 relativo a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania (14º paquete de sanciones contra Rusia). Entre el paquete de sanciones destaca la **prohibición a los transbordos de GNL ruso en las terminales de regasificación de la UE**. El reglamento entra en vigor el 25 de junio de 2024. En el caso de recargas ya contratadas, la prohibición comienza el 26 de marzo de 2025.
- La **Resolución de la DGPEM de 27 de junio de 2024**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al tercer trimestre del año 2024 (vigente desde el 1 de julio). Los precios sin impuestos de las tarifas TUR 1, TUR 2 y TUR 3 son los mismos que los publicados en la Resolución de 26 de marzo de 2024, debido a que no se ha producido una variación al alza o a la baja superior al 2% del coste de la materia prima.
- La **Resolución de la DGPEM de 4 de julio de 2024**, aprueba la adjudicación del **servicio de creador de mercado voluntario** en el mercado organizado

de gas natural (MIBGAS) a las empresas **AXPO Iberia S.L.U.** y **MET INTERNATIONAL AG**, para el periodo correspondiente al segundo semestre de 2024.

- El 15 de julio se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea la **Directiva (UE) 2024/1788 y el Reglamento (UE) 2024/1789**, sobre **normas comunes para los mercados interiores del gas renovable, del gas natural y del hidrógeno**.
- La **Resolución de la DGPEM de 26 de septiembre de 2024**, aprueba la **tarifa de último recurso** de gas natural correspondiente al cuarto trimestre del año 2024 (vigente desde el 1 de octubre). El término variable de las tarifas TUR 1, TUR 2 y TUR 3 aumenta un 16,52%, un 22,38% y un 20,93% respectivamente, sobre los valores del trimestre anterior, mientras que el término fijo disminuye un 15,32%, un 20,51% y un 10,39% respectivamente.

TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO	Término fijo (€/cliente)/mes	Término variable c€/kWh
T1: $Q \leq 5.000$ kWh/año	3,26	5,115873
T2: $5.000 < Q \leq 15.000$ kWh/año	5,66	5,011868
T3: $15.000 < Q \leq 50.000$ kWh/año	13,37	4,625741

Tarifa de último recurso vigente a partir del 1 de octubre de 2024

Este informe será publicado en la página web de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (www.cnmc.es).