



Capacidad y remuneración *aún* excesivas en el sector del gas español

La regulación continúa garantizando una tasa fija de retribución por inversión en infraestructura gasista

Resumen

En los últimos años los beneficios de Enagás (acrónimo de Empresa Nacional de Gas), la empresa encargada del servicio público de conducción y suministro de gas natural en España, no han estado impulsados por la demanda de los consumidores, sino por un marco regulatorio que garantiza a la empresa una tasa fija de retribución por sus inversiones en infraestructuras gasistas, independientemente de si el país las necesita o no¹.

Durante años Enagás ha estado utilizando la «seguridad y diversidad del suministro» como excusa para construir o ampliar plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL), gasoductos de transporte de gas natural y almacenamientos de gas. Sin embargo, estas inversiones han dado lugar a índices muy bajos de utilización de las infraestructuras gasistas, así como a algunas de las facturas de gas más elevadas de Europa. La demanda de gas en España no ha aumentado desde 2008 pero los consumidores españoles siguen soportando la carga de tarifas increíblemente elevadas por infraestructura que no se está utilizando.

En 2019 un regulador independiente español (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o CNMC) introdujo por primera vez normas nuevas. Sin embargo, la información financiera más reciente muestra que las normas no han servido para reducir de forma sustancial la remuneración de Enagás. Eso significa que la empresa puede seguir invirtiendo en exceso a expensas de los consumidores y en beneficio de sus accionistas durante los próximos cuatro años, hasta que se revisen las normas.

El marco regulatorio garantiza una tasa de retribución por las inversiones en infraestructura gasista independientemente de que sea necesaria o no.

En julio de 2022 Enagás presentó su [Plan Estratégico 2022-2030](#), que tiene como objetivo resolver el problema de «la seguridad de suministro y la descarbonización» en España y Europa así como anticiparse a los retos más apremiantes del mercado energético europeo y mundial. La empresa tiene previsto invertir 2800 millones de

¹ Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero. *Capacidad y remuneración excesivas en el sector del gas español*. Septiembre de 2021.

euros de aquí a 2030. La inversión aumentaría a 4800 millones de euros al sumar los proyectos de interconexión incluidos en el plan REPowerEU.

Todas las inversiones tendrán garantizada una retribución regulada. España cuenta con un marco regulatorio estable para el periodo comprendido entre 2022 y 2026. Está previsto que después de 2026 haya un nuevo marco regulatorio para el hidrógeno, y Enagás está trabajando activamente para promover la integración de las redes de electricidad, gas e hidrógeno. Si el órgano regulador aprueba el marco, la empresa y sus accionistas recibirán ingresos regulados garantizados por invertir en infraestructura que adolece de una enorme incertidumbre técnica y económica, mientras que los consumidores se verán obligados a asumir el riesgo².

² Enagás. [Enagás invertirá 2.775 millones de euros en seguridad de suministro y descarbonización hasta 2030](#). 12 de julio de 2022.

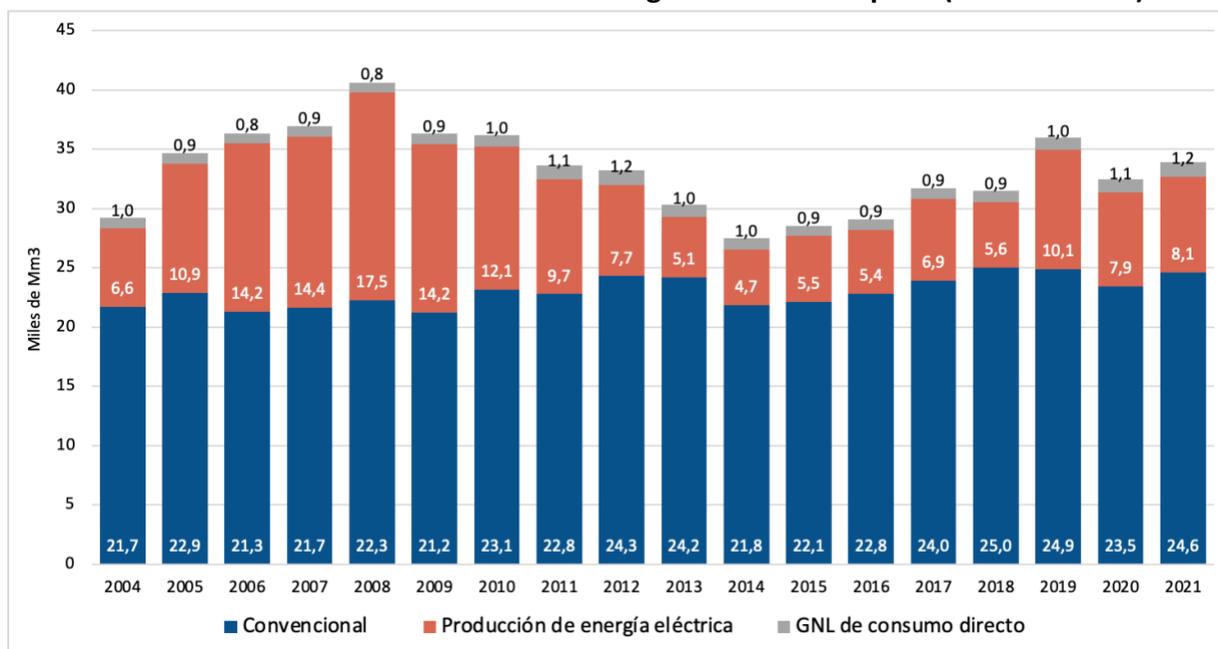
Contenido	
Resumen.....	1
La demanda de gas en España ha estado disminuyendo.....	4
Plantas de GNL e interconexiones de gas de España	5
Marcos regulatorios.....	11
La descarbonización y la seguridad del suministro son los nuevos fundamentos de la inversión	19
Conclusión	21
La autora	22

La demanda de gas en España ha estado disminuyendo

Pero los precios del gas se han mantenido elevados para los hogares españoles

La demanda de gas en España alcanzó un máximo de 40 600 millones de metros cúbicos (Mm³) en 2008, y desde entonces ha disminuido anualmente. La mayor parte de la demanda es para usos convencionales (comercial, doméstico e industrial), mientras que a la producción de energía eléctrica le corresponde entre el 25 % y el 30 % de la demanda total.

Ilustración 1: evolución de la demanda anual de gas natural en España (miles de Mm³)

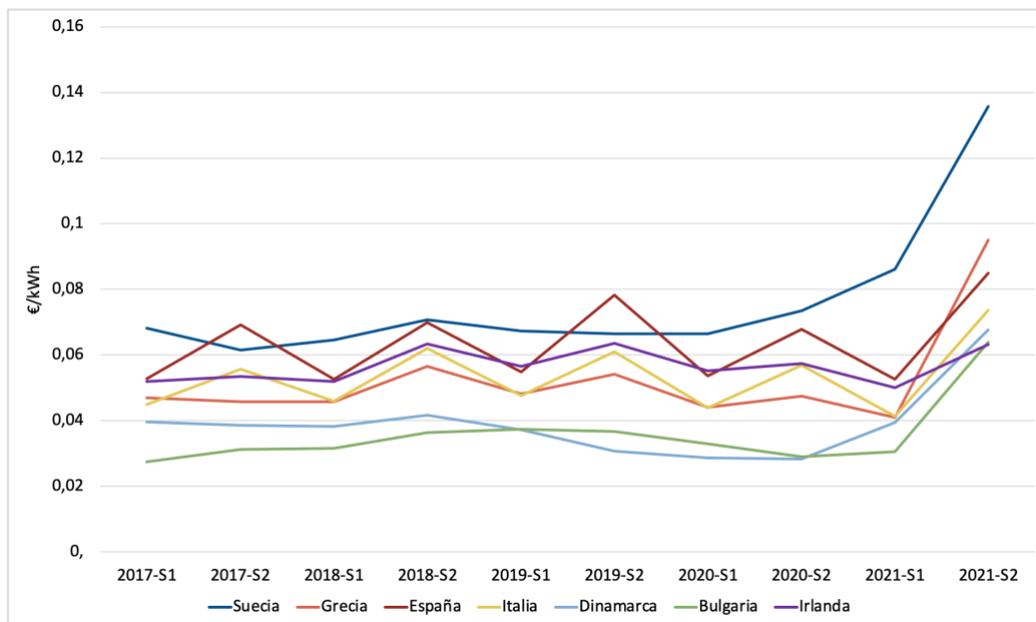


Fuente: BP, CORE e IEEFA.

El precio que pagan los consumidores de los hogares españoles por el gas es de los más elevados de Europa³. Durante el segundo semestre de 2019 el precio del gas en España fue el más elevado de Europa, siendo de 0,0783 euros por kilovatio hora (€/kWh), y subió a 0,0849 €/kWh en el segundo semestre de 2021.

³ Los hogares son consumidores medianos con un consumo anual de entre 20 y 200 gigajulios (GJ).

Ilustración 2: precios del gas para los consumidores de los hogares en Europa (€/kWh)



Fuente: Eurostat.

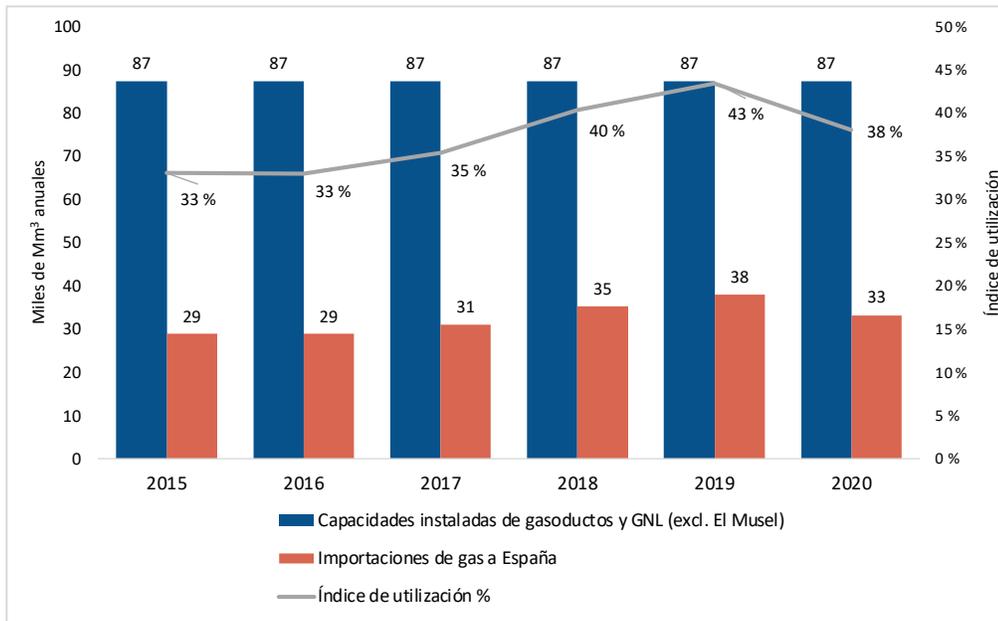
Plantas de GNL e interconexiones de gas de España

La construcción excesiva de plantas de GNL y su infrutilización son continuas

El consumo de gas en el mercado español depende principalmente de importaciones que se realizan a través de un gasoducto internacional que conecta con África, así como de sus propias plantas de GNL. Las interconexiones con Francia y Portugal son gasoductos que permiten flujos en dos sentidos.

Teniendo en cuenta la demanda española de gas y las exportaciones a países vecinos, la tasa de utilización de los gasoductos de importación de gas y la plantas de GNL entre 2015 y 2020 fue por término medio del 37 %.

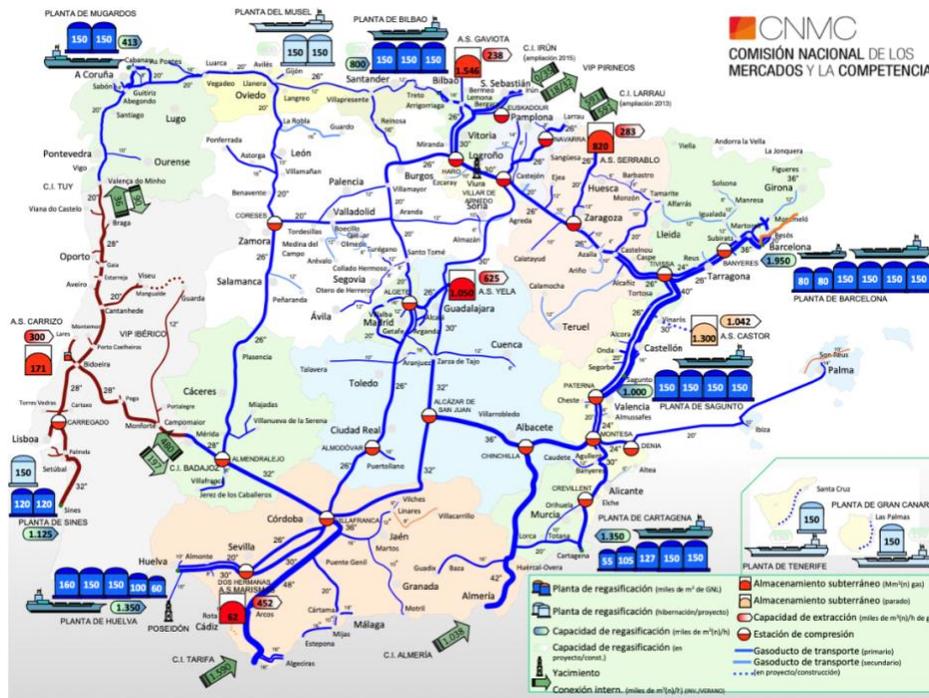
Ilustración 3: capacidad española de gas y GNL



Fuente: revisiones estadísticas de BP, CORES y cálculos de IEEFA.

España tiene siete plantas de regasificación para la importación de GNL; seis están operativas y una se encuentra en estado de hibernación (planta de El Musel).

Ilustración 4: sistema español de gas/GNL



Fuente: Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia de España. *General Overview of Spanish LNG Sector*. 27 de noviembre de 2018.

Enagás S.A., un gestor de red de transporte (GRT) de gas español, es uno de los mayores propietarios de plantas de GNL del mundo⁴. La empresa gestiona cinco plantas de importación de GNL en España, siendo la propietaria absoluta de las plantas de Barcelona, Huelva y Cartagena, del 70 % de la planta de Bilbao y del 72,5 % de la de Sagunto.

La planta de GNL de El Musel, ubicada en Gijón (Asturias), quedó terminada en 2013 y entró inmediatamente en estado de hibernación a la falta de demanda. Sin embargo, Enagás ha estado recibiendo ingresos para mantener la planta de modo que esté lista para ponerla en servicio si es necesario⁵. En el periodo regulatorio entre 2015 y 2020 Enagás Transporte, S. A. U. recibió 23,6 millones de euros anuales. En el período regulatorio actual (2021-2026), los ingresos permitidos han aumentado a 24,9 millones de euros al año. El 28 de junio de 2022 Enagás obtuvo la resolución de autorización administrativa para la puesta en marcha de la planta⁶.

Tabla 1: plantas de regasificación de GNL en España

Planta	Año de inicio	Operador	Propietarios	Almacenamiento de GNL	Capacidad de envío	
				m ³ de GNL	Miles de Mm ³ /año	GWh/día
Barcelona	1969	Enagás	Enagás 100 %	760 000	17,1	544
Huelva	1988	Enagás	Enagás 100 %	619 000	11,8	377
Cartagena	1989	Enagás	Enagás 100 %	587 000	11,8	377
Bilbao	2003	Enagás	Enagás 70 %, EVE 30 %	450 000	8,8	223
Sagunto	2006	Enagás	Enagás 72.5 %, Osaka Gas 20 %, Oman Oil 7.5 %	600 000	8,8	279
Mugardos (El Ferrol)	2007	Reganosa	Grupo Tojeiro 50.36 %, Gobierno Galicia 24.64 %, First State Regasificador 15 %, Sonatrach 10 %	300 000	3,6	115
Total				3 316 000	61,9	1 915
El Musel (en hibernación)	2013		Enagás 100 %		7,0	
Total con El Musel (miles de Mm3)					68,9	
De los cuales son propiedad de Enagás					60,24	
					87.4 %	

Fuente: revisiones estadísticas de BP, CORES y cálculos de IEEFA.

Las plantas de GNL que están operativas en España representan casi un tercio de la capacidad de importación de GNL de Europa⁷, pero sus índices de utilización son de los más bajos del continente. En los últimos 15 años el índice medio de utilización de la capacidad de GNL instalada apenas ha llegado al 34 % y descendió a tan sólo el 22 % en 2015 y al 23 % en 2016.

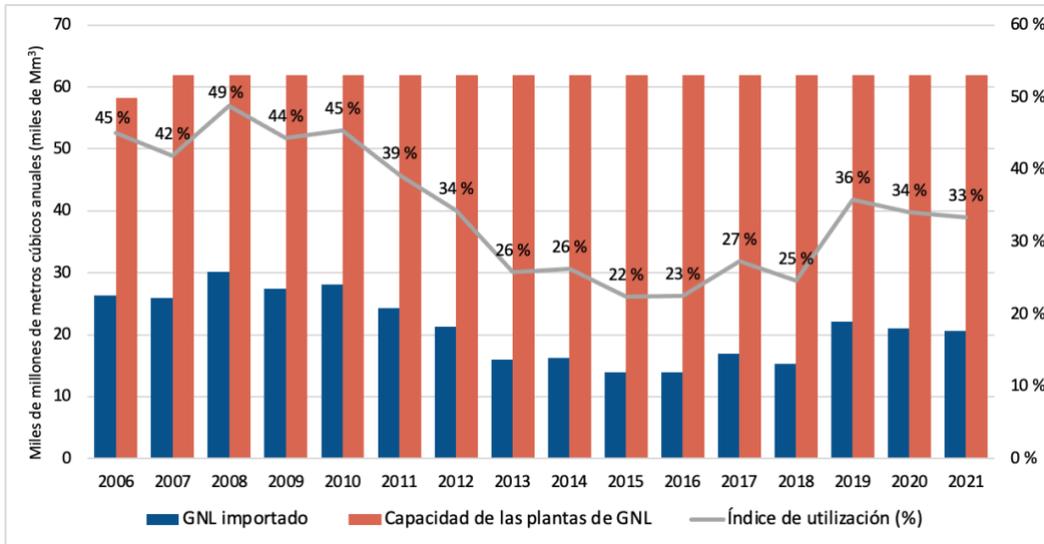
⁴ Enagás. [Nuestras plantas de regasificación](#).

⁵ Enagás Financiaciones, S. A. U. [Guaranteed Euro Medium Term Note Programme Guaranteed by Enagás S.A.](#) 28 de mayo de 2021.

⁶ Enagás. [Nuestras plantas de regasificación](#).

⁷ Global LNG Hub. [LNG in Europe 2020](#). Diciembre de 2020.

Ilustración 5: importaciones, capacidad instalada e índice de utilización de GNL anuales en España

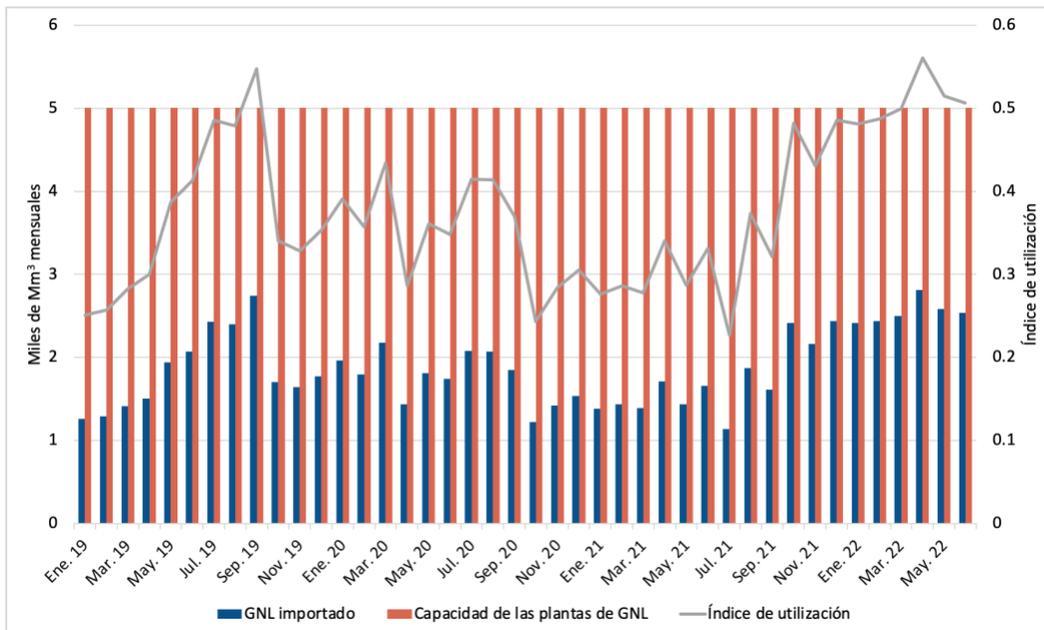


Fuentes: CORES, BP, IEEFA e IHS Markit.

Nota: La capacidad instalada no incluye la planta en hibernación de El Musel (con una capacidad anual de 7 Mm³).

Entre enero de 2019 y junio de 2022 el índice de utilización de las plantas de GNL no subió nunca a más del 56 %, a pesar del aumento de los volúmenes importados.

Ilustración 6: importaciones y capacidad instalada de GNL por mes en España



Fuente: IHS Markit y cálculos de IEEFA.

Nota: La capacidad instalada no incluye la planta en hibernación de El Musel.

Las importaciones de GNL aumentaron en 2022, pero las plantas de GNL aún tienen mucha capacidad disponible. La Planta de GNL de Barcelona, la mayor planta de regasificación de España, llegó a un índice de utilización del 41 % en enero de 2022 y solo del 34 % en junio de 2022. Las otras dos plantas más grandes, Cartagena y Huelva, tienen entre el 40 % y el 60 % de capacidad excedentaria.

Tabla 2: índice de utilización de las plantas de regasificación de GNL en España en 2022

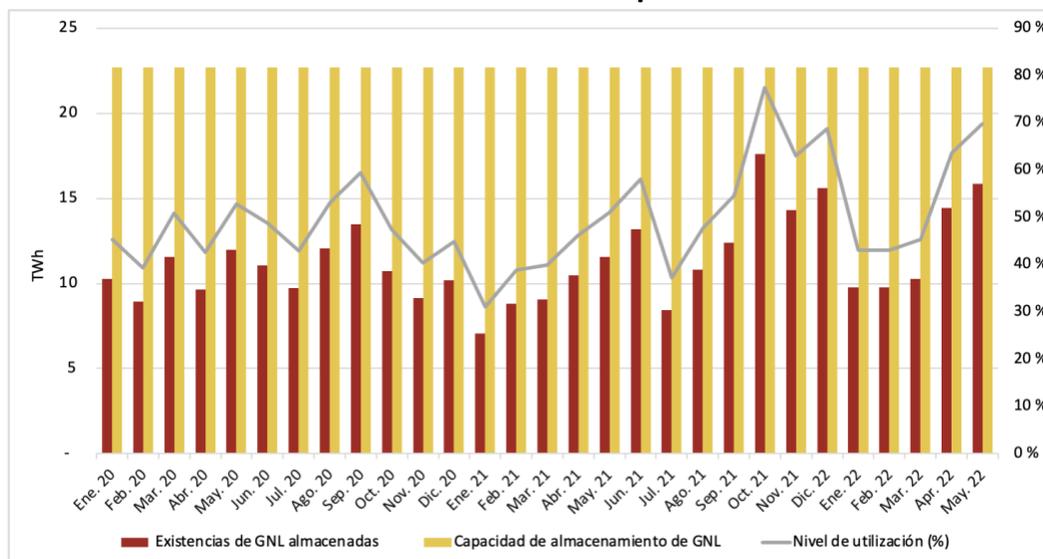
	Capacidad mensual de regas. (miles de Mm ³)	Índice de utilización (%)					
		Ene-22	Feb-22	Mar-22	Abr-22	May-22	Jun-22
Bahía de Bizkaia Gas	0,58	63 %	64 %	117 %	102 %	85 %	85 %
Barcelona	1,43	41 %	34 %	20 %	28 %	35 %	34 %
Cartagena (España)	0,99	50 %	42 %	39 %	66 %	69 %	57 %
Huelva	0,99	40 %	60 %	46 %	40 %	41 %	43 %
Mugardos	0,30	64 %	63 %	33 %	98 %	54 %	104 %
Sagunto	0,73	53 %	54 %	81 %	65 %	47 %	35 %

Fuente: IHS Markit e IEEFA.

Los tanques de almacenamiento de GNL de las seis plantas operativas de GNL en España tienen una capacidad de 22,7 teravatios hora (TWh) para 23 días⁸. Los índices medios de utilización se han mantenido históricamente entre el 40 % y el 45 %, alcanzando un máximo del 77 % en octubre de 2021.

A pesar de la actual crisis del gas, que ha provocado una mayor utilización de los tanques de almacenamiento de GNL en España, el índice de utilización aún sigue al 70 %.

Ilustración 7: almacenamiento de GNL en España



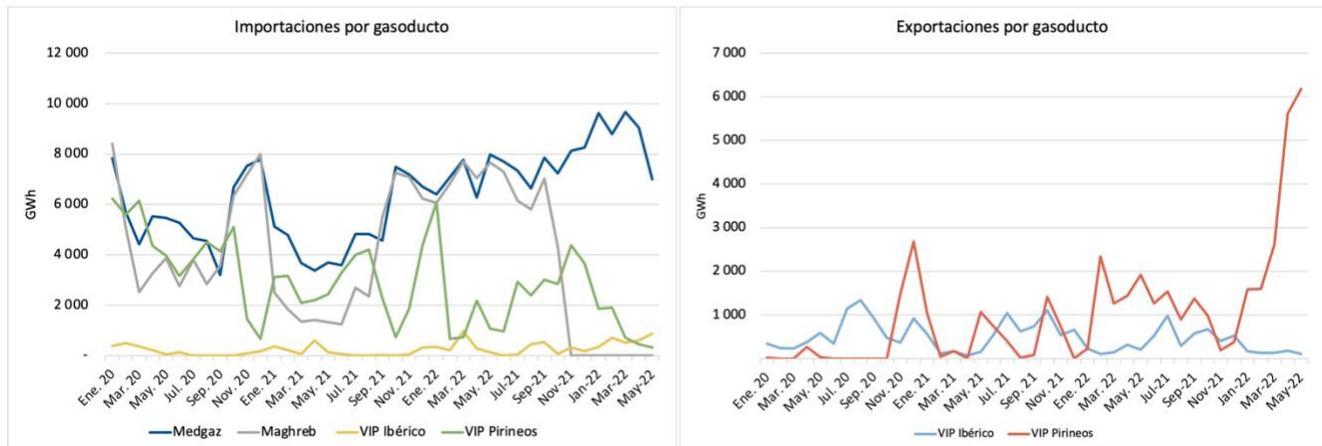
⁸ Comisión Europea. LNG Spain. 27 Noviembre de 2018.

España tiene interconexiones internacionales a través de gasoductos con Argelia, Marruecos, Francia y Portugal. Dos gasoductos desde el norte de África llevan gas argelino a España: el gasoducto Medgaz y el gasoducto Magreb-Europa (GME). Medgaz es un gasoducto submarino con capacidad para transportar 8000 millones de metros cúbicos (Mm³) de gas anuales de Argelia a España. El GME tiene una capacidad anual de 13 500 Mm³. Se utilizó para importar gas desde el yacimiento de Hassi R'Mel en el norte de Argelia vía Marruecos hasta Tarifa en el sudoeste de España hasta el 1 de noviembre de 2021, cuando Argelia rompió las relaciones diplomáticas con Marruecos y dejó de suministrar gas natural por esta vía⁹.

España cuenta con un punto de interconexión virtual con Francia denominado VIP Pirineos que engloba las capacidades de los puntos de interconexión físicos de Larrau y Biriattou (Francia) / Irún (España), así como un punto de interconexión virtual entre Portugal y España denominado VIP Ibérico que engloba las capacidades de los puntos de interconexión físicos de Valença do Minho (Portugal) / Tuy (España) y Badajoz (España) / Campo Maior (Portugal)¹⁰. La capacidad anual del VIP Ibérico es de 4600 Mm³ desde España hasta Portugal y de 2600 Mm³ anuales en sentido opuesto. La capacidad del VIP Pirineos es de 7500 Mm³ en el flujo de España a Francia y de 5500 Mm³ de Francia a España.

En lo que va de año las exportaciones de gas a Francia han aumentado y las importaciones a través del Medgaz se han mantenido constantes.

Ilustración 8: importaciones y exportaciones mensuales a través de gasoductos (GWh)



Fuente: CORES e IEEFA.

España cuenta con cuatro almacenamientos subterráneos de gas (ASG) en funcionamiento. Tres son yacimientos de gas agotados: Gaviota, Serrablo y Marismas. Yela es un acuífero salino (almacenamiento en medio poroso). Marismas pertenece a una filial de Gas Natural Fenosa, y los otros tres son propiedad de

⁹ Reuters. [Algeria end gas supplies to Morocco](#). 25 de octubre de 2021.

¹⁰Acer. [Gas Infrastructure](#). Octubre de 2017.

Enagás Transporte¹¹. Sus capacidades totales son: Gaviota, 2700 Mm³; Serrablo, 1100 Mm³; Marismas, 600 Mm³ y Yela, 2000 Mm³¹².

Marcos regulatorios

Actividades reguladas de Enagás

El sistema gasista español está integrado por Enagás, monopolio regulado y único GRT de gran tamaño del país, junto con un GRT de pequeño tamaño y 12 transportistas¹³.

Principales actividades de Enagás:

- I. Infraestructura:
 - a) Transporte de gas: ofrece transporte de gas a través de su red de gasoductos.
 - b) Regasificación: devuelve el gas natural licuado (GNL) a su estado gaseoso y lo almacena en tanques criogénicos.
 - c) Almacenamiento: gestiona instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural.
- II. Gestión técnica: coordina el proceso de acceso, almacenamiento, transporte y distribución del gas y el mantenimiento de la infraestructura gasista, y garantiza la continuidad y seguridad del suministro de gas.
- III. Actividades no reguladas: operaciones y transacciones liberalizadas.

Los ingresos anuales de Enagás provienen de actividades reguladas y no reguladas. Los ingresos de la empresa procedentes de actividades reguladas se conceden sobre la base de la utilización de sus activos y de los pagos que le hace el Estado por estas actividades, así como por el papel de Enagás como gestor técnico del sistema de transporte de gas.

En el mercado regulado el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia son quienes determinan las tarifas del gas. Los principales componentes regulados de los precios del gas son los peajes de acceso al sistema de gas (gasoductos, plantas de GNL e instalaciones de almacenamiento subterráneo).

La retribución de las actividades reguladas de la empresa se calcula sumando los costes de inversión, de explotación/operación y mantenimiento (O&M) y de gestión de la red gasista. Los valores se pueden consultar en el [Boletín Oficial del Estado](#).

Los marcos regulatorios consisten en periodos regulatorios de seis años para las actividades tanto del sector de la electricidad como del sector del gas. En julio de

¹¹ Agencia Internacional de la Energía. [Energy Policies of IEA Countries: Spain](#). 2015.

¹² S&P Global Platts. [Hydrogen: Beyond the Hype](#). 2021.

¹³ S&P Global Platts. [Spain's Enagas announces work schedule for LNG terminals, storage, pipelines](#). Septiembre de 2020.

2014 se establece la retribución anual de las actividades reguladas (transporte, regasificación, almacenamiento y distribución) de conformidad con el Real Decreto-ley 8/2014 (véase la tabla 3)¹⁴.

Componentes de la retribución para el período 2015-2020:

- Retribución por disponibilidad (de los activos) (RD o RDA) o retribución por inversión
 - La RD es la suma de los costes de inversión y los costes de explotación y mantenimiento de cada instalación.
 - Conceptos de retribución por inversión:
 - I. Retribución financiera garantizada del 5,09 % del valor neto anual de la inversión para el período 2015-2020.
 - II. Amortización.
 - III. Retribución por costes de extensión de la vida útil (COEV) o retribución por extensión de vida útil (REVU). Los COEV se determinan como porcentaje de la retribución por los costes de O&M, que varían en función de la antigüedad del activo.
 - IV. Los gastos de explotación activados (COPEX) son gastos incurridos en la actualización de equipos de las instalaciones en servicio por motivos de obsolescencia o por mejora de las condiciones de operación, disponibilidad, seguridad y mantenimiento¹⁵.
 - V. Retribución financiera del gas talón, si procede¹⁶.
- Retribución por continuidad del suministro (RCS)
 - La RCS es una retribución asignada a cada actividad (transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo) que luego se reparte entre todas las instalaciones de cada actividad que permanezcan en funcionamiento en función de su valor estándar de inversión.
 - La retribución por cada actividad se actualiza anualmente teniendo en cuenta la evolución de la demanda establecida, los volúmenes regasificados en las plantas de regasificación y el gas almacenado en los almacenes subterráneos, y se corrige mediante un factor de eficiencia.

¹⁴ Agencia Tributaria de España. [Real Decreto-ley 8/2014](#).

¹⁵ BOE, [Real Decreto-ley 8/2014](#). 4 de julio de 2014.

¹⁶ La práctica habitual es conservar entre el 5 % y el 10 % del GNL después de la descarga de los tanques. Ese nivel mínimo es lo que se conoce como talón, y se utiliza para enfriar los tanques restantes que no tienen talón antes de cargarlos.

Tabla 3: marco regulatorio 2015-2020

Marco regulatorio 2015-2020	
Retribución total	RD + RCS + OPEX
Retribución por inversión (RD o RDA)	Retribución vinculada al activo neto durante su vida útil regulatoria Extensión de la vida regulatoria de los activos de transporte anteriores a 2008 Tasa de retribución financiera: 5,09 %
RD=	Amortización + Retribución por los costes de extensión de la vida útil (COEV o REVU) + Costes de explotación activados (COPEX) + Retribución financiera del gas talón
Retribución por continuidad del suministro (RCS)	Retribución vinculada a la disponibilidad a largo plazo de activos del sistema gasista con un mantenimiento adecuado El componente RCS no está afectado por la amortización de activos Impacto limitado de variaciones de la demanda en la fórmula RCS= Año anterior x 0,97 x (1+ Δ demanda de gas)
Explotación y mantenimiento (OPEX)	Remuneración basada en variabilidad de gastos de explotación Una vez que finaliza la vida útil, la ampliación de esta será remunerada además de la retribución de explotación y mantenimiento Retribución del GRT actualizada de 11 a 24 millones de euros a partir de 2016

Fuente: Enagás.

En el marco regulatorio para el periodo 2015-2020 los gastos de explotación activados (COPEX) fueron una parte muy importante de la retribución de Enagás por sus inversiones. Debido a que los COPEX consisten en gran medida en los gastos incurridos para actualizar el equipo de las instalaciones en servicio, cuanto más infraestructura hay en servicio, más elevados son los gastos de explotación.

Ilustración 9: retribución de Enagás por inversión (transporte y regasificación)



Fuente: Boletín Oficial del Estado (BOE) y cálculos de IEEFA.

En 2019 los COPEX representaron el 37 % de la retribución total de Enagás por sus inversiones: más que la suma de la retribución financiera (27 % de la retribución total por inversiones) y la amortización (32 %). En 2020 los COPEX representaron el 40 % de la retribución total de Enagás por sus inversiones, mientras que la retribución financiera representó el 28 % y la amortización el 30 %.

En 2019 el Real Decreto-ley 1/2019 dotó a la CNMC de poderes para fijar ingresos y tarifas, de lo que anteriormente se encargaba el Ministerio para la Transición Ecológica. En consecuencia, la CNMC publicó un nuevo reglamento para calcular la retribución de los GRT de gas y electricidad y de los operadores de sistemas de distribución para el periodo 2020-2025 en el caso de la electricidad y 2021-2026 en el caso del gas¹⁷.

La CNMC propone una reducción de la retribución de todas las actividades de infraestructura de electricidad y gas¹⁸.

El marco que regula actualmente el gas abarca el período de seis años de 2021 a 2026. El primer año de gas bajo este marco comenzó el 1 de enero de 2021 y terminó el 30 de septiembre de 2021, lo que significa que se aprobó la retribución para nueve meses. Los años de gas sucesivos (12 meses) empezarán el 1 de octubre y terminarán el 30 de septiembre¹⁹.

En el periodo regulatorio actual (2021-2026) se auditarán los COPEX y tendrán una cuantía máxima. La CNMC aprueba la cuantía máxima de inversión realizable anualmente por las empresas con derecho a retribución y la retribución provisional por este concepto²⁰.

La retribución por inversión incluye la amortización más una retribución financiera y una retribución financiera del gas talón. La retribución por los costes de explotación y mantenimiento se calcula por separado e incluye los costes de extensión de la vida útil, otros costes y los gastos de explotación activados (COPEX).

La RCS incluye la retribución por continuidad del suministro teniendo en cuenta la demanda más la retribución por extensión de la vida útil y la retribución por mejora de la productividad.

¹⁷ CNMC. [Propuesta de circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia](#). Sin fecha.

¹⁸ The Oxford Institute for Energy Studies. [The future of gas infrastructure remuneration in Spain](#). Octubre de 2019.

¹⁹ Lexology. [The CNMC approves a Circular to establish a new remuneration structure for natural gas distribution](#). 8 de abril de 2021.

²⁰ Boletín Oficial del Estado. [Otras Disposiciones](#). 23 de febrero de 2021.

Tabla 4: marco regulatorio 2021-2026

Marco regulatorio 2021-2026	
Retribución total	ROI + RCS + REVU
Retribución por inversión (ROI)	Retribución vinculada al activo neto durante su vida útil regulatoria Cambio a una metodología WACC estable y predecible Tasa de retribución financiera: 5,44%
	RD= Amortización + Retribución financiera + Retribución financiera del gas talón
Retribución por costes de explotación y mantenimiento=	Costes de vida útil + Costes de instalaciones singulares y otros costes de O&M + COPEX Los COPEX serán sometidos a auditoría y tendrán una cuantía máxima
	ROI = RD+O&M Amortización + Remuneración financiera + Retribución financiera del gas talón + Costes de vida útil + Costes de instalaciones singulares y otros costes de O&M + COPEX
Retribución por continuidad del suministro (RCS)	Retribución vinculada a la disponibilidad a largo plazo de activos del sistema gasista con un mantenimiento adecuado Los ingresos de RCS establecidos para 2020 disminuirán progresivamente hasta el 20 % al final del periodo regulatorio 2026 Retribución por continuidad del suministro teniendo en cuenta la demanda + Retribución por extensión de la vida útil + Retribución por mejora de la productividad
	RCS=
Incentivos para extensión de la vida útil de los activos (REVU o COEV)	Remuneración basada en estándares de OPEX con margen para la eficiencia La compañía podría mantener el 50 % de las eficiencias. Componente REVU: una vez que finaliza la vida útil, su extensión será remunerada con la retribución O&M con una fórmula progresiva a largo plazo
Inversiones en el sistema (no incluidas en la base de activos regulados)	Tasa de retribución financiera: 5,44 % y dos años de amortización Inversiones mayores de 250 000 euros
Principios	Incentivos para mantener disponibles las infraestructuras de transmisión del sistema gasista El uso de la infraestructura de gas existente es esencial para avanzar con la transición energética al menor coste Metodología WACC predecible, similar a los principales marcos europeos Fortalecimiento de los incentivos para extender la vida útil de los activos Periodo regulatorio de seis años sin revisiones intermedias Primera vez que la regulación es desarrollada por un regulador independiente: CNMC

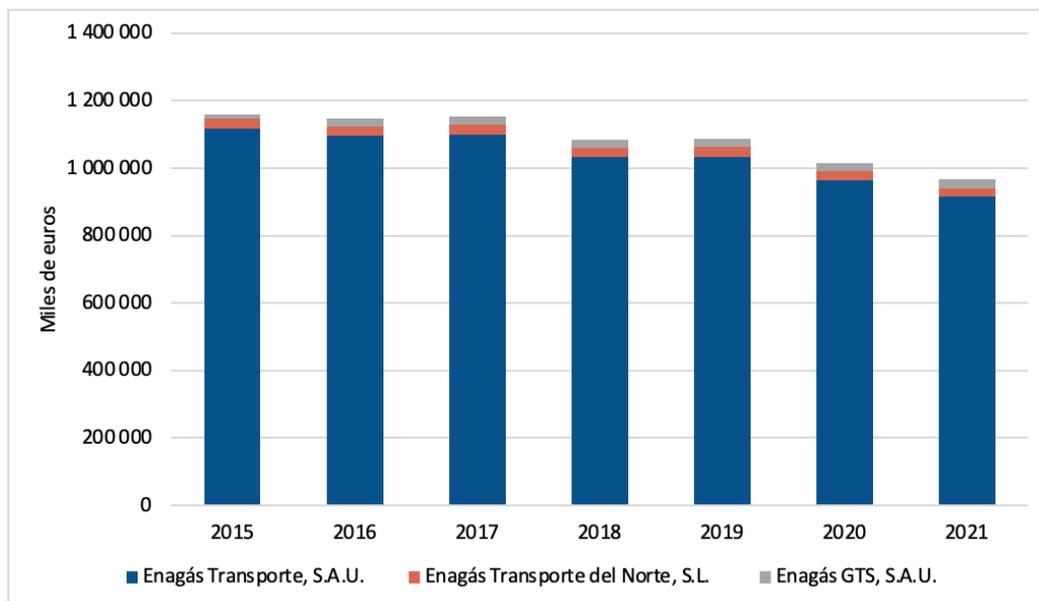
Fuente: Enagás.

Como gestor técnico del sistema (GTS), Enagás recibió 23,9 millones de euros anuales en el período del marco regulatorio anterior y se ha aprobado que reciba entre 26,3 y 26,7 millones de euros anuales de 2021 a 2023, pudiendo llegar a 27,2 millones en el caso del cumplimiento máximo de incentivos²¹.

Los estados financieros de Enagás muestran que la principal fuente de ingresos de la empresa ha ido disminuyendo lentamente, cayendo un 4,8 % entre 2020 y 2021, cuando el marco regulatorio actual entró en vigor.

²¹ CNMC. [Retribución de Enagás](#). 16 de enero de 2020.

Ilustración 10: ingresos de Enagás procedentes de actividades reguladas

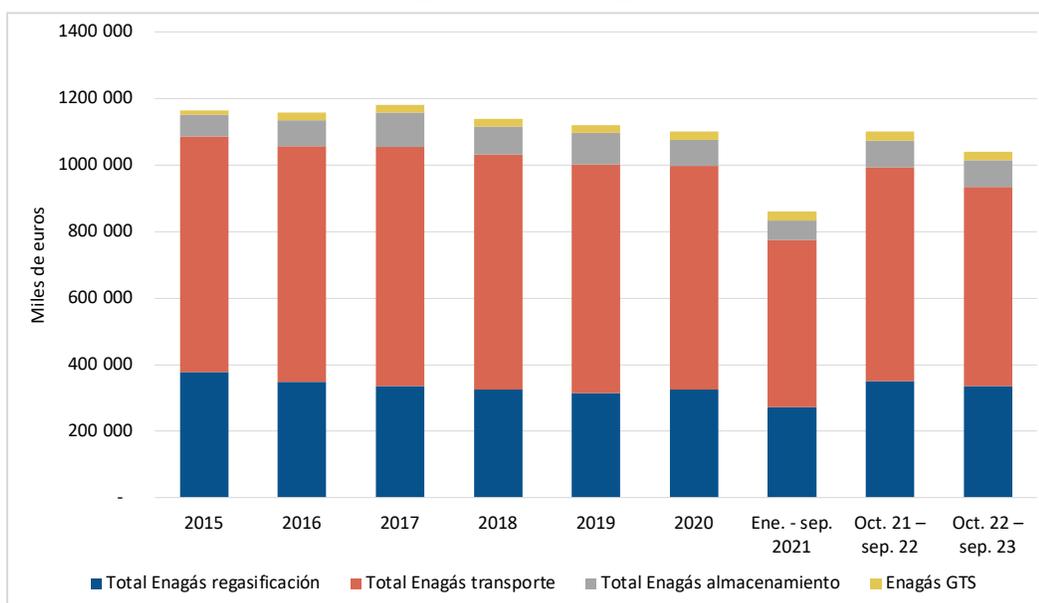


Fuente: informes financieros anuales de Enagás.

Un análisis de los ingresos anuales permitidos muestra que para 2021 solo se incluyen los valores de nueve meses (de enero a septiembre). No está claro si la cifra en el estado financiero refleja los ingresos de la empresa durante los 12 meses de 2021 o solo durante nueve.

Desde 2022 la retribución anual se calcula de octubre a septiembre.

Ilustración 11: retribución regulada de Enagás



Fuente: Boletín Oficial del Estado (BOE).

A lo largo de los seis años del periodo regulatorio anterior la retribución por inversión (retribución por disponibilidad o RD) fue la mayor fuente de ingresos de Enagás, ya que le aportó el 71 % del total de ingresos regulados, seguida de la retribución por continuidad del suministro (RCS) con el 25 %, y la retribución por costes de explotación y mantenimiento con el 4 %. La RD ha constituido hasta el 67 % de los ingresos totales de Enagás (regulados y no regulados).

La tabla 5 muestra que se prevé que en 2022 (de octubre de 2021 a septiembre de 2022) los ingresos regulados solo experimenten una pequeña reducción (-2 %) en comparación con los valores de 2020, lo que demuestra que la regulación de la CNMC no está reduciendo significativamente los costes del sistema. La retribución por actividades de regasificación debería aumentar un 8 % de 2020 a 2022 y la retribución por actividades de transporte debería disminuir un 4 %, siempre y cuando se haya llegado a la cuantía máxima de inversión realizable como COPEX.

Los valores para 2023 (que corresponden al período comprendido entre octubre de 2022 y septiembre de 2023) aún no son definitivos por los posibles ajustes que podrían aumentar los ingresos permitidos para ese año.

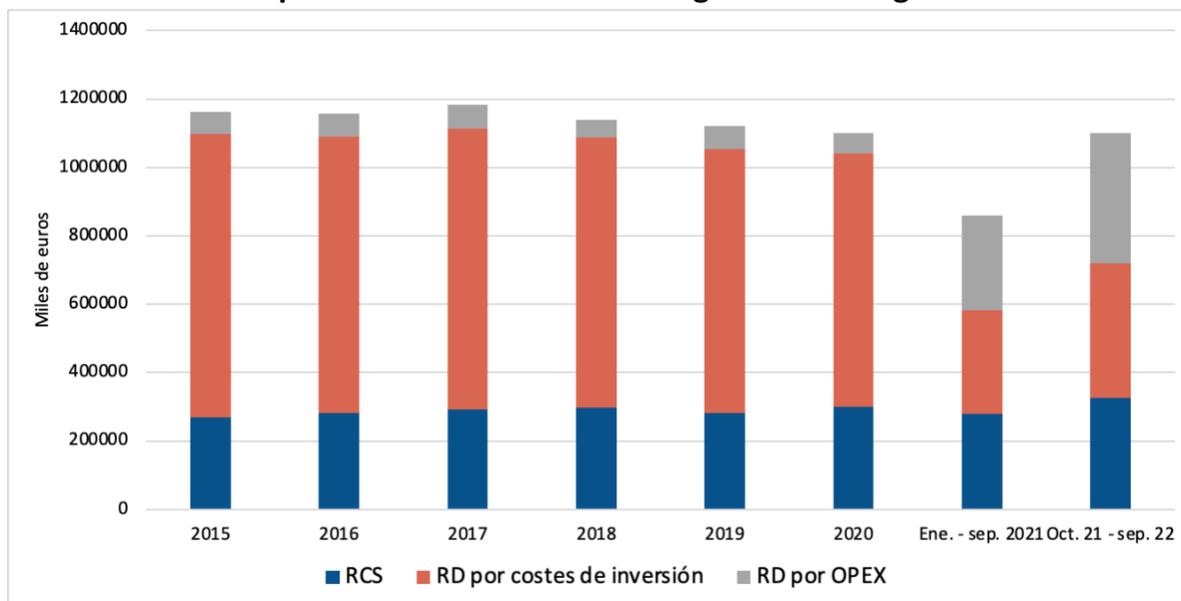
Tabla 5: retribución regulada de Enagás por actividad (miles de euros)²²

Regasificación	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ene. – sept. 2021	Oct. 21 – sep. 22	Oct. 22 – sep. 23
RCS	46 911,10	49 576,59	51 817,97	57 251,02	53 481,79	71 478,18	83 898,60	102 240,52	93 178,24
RD por costes de inversión	307 007,10	275 092,01	259 607,94	244 462,29	237 184,68	228 423,42	79 985,02	102 572,59	97 445,75
RD por OPEX						1 941,91	90 907,50	121 329,71	120 714,81
El Musel	23 605,52	23 605,52	23 605,52	23 605,52	23 605,52	23 605,50	18 655,50	24 942,33	24 942,33
Total Enagás	377 523,73	348 274,13	335 031,43	325 318,83	314 272,00	325 449,00	273 446,62	351 085,15	336 281,13
COPEX máximo							54 567,71	54 567,71	54 567,71
Inversión realizada por Enagás como COPEX						-	10 516,93	14 022,57	14 022,57
Transporte	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ene. – sept. 2021	Oct. 21 – sep. 22	Oct. 22 – sep. 23
RCS	205 914,69	203 086,91	212 508,14	210 759,66	200 702,48	198 609,84	165 857,92	191 562,05	161 829,65
RD por costes de inversión	503 257,12	505 726,61	505 905,92	495 167,12	487 196,50	470 600,65	191 152,57	250 048,67	242 410,61
RD por OPEX						1 988,33	143 767,08	201 692,81	193 572,25
Total Enagás	709 171,81	708 813,52	718 414,06	705 926,79	687 898,98	671 198,82	500 777,57	643 303,54	597 812,51
COPEX máximo							24 879,38	24 879,38	24 879,38
Inversión realizada por Enagás como COPEX							18 406,16	24 541,55	24 541,55
Almacenamiento subterráneo	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ene. – sept. 2021	Oct. 21 – sep. 22	Oct. 22 – sep. 23
RCS	4 733,48	4 422,81	4 754,49	4 360,92	4 693,00	4 462,52	3 148,36	5 954,72	
RD por costes de inversión	17 837,93	28 091,12	54 837,20	50 852,16	47 557,16	41 362,65	30 841,02	40 208,10	
RD por OPEX	42 782,18	45 193,25	45 193,25	29 475,03	42 239,17	33 836,72	24 836,94	33 236,19	
TOTAL Enagás	65 353,60	77 001,85	104 079,62	83 982,78	93 784,00	78 956,56	58 826,33	79 399,01	-
COPEX máximo									
Inversión realizada por Enagás como COPEX									
Total Enagás	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Ene. – sept. 2021	Oct. 21 – sep. 22	Oct. 22 – sep. 23
Total Enagás regasificación	377 524	348 274	335 031	325 319	314 272	325 449	273 447	351 085	336 281
Total Enagás transporte	709 172	708 814	718 414	705 927	687 899	671 199	500 778	643 304	597 813
Total Enagás almacenamiento	65 354	77 002	104 080	83 983	93 784	78 957	58 826	79 399	79,399*
Enagás GTS	11 561	23 966	23 966	23 966	23 893	25 007	26 532	26,532*	26,532*
Total general Enagás	1 163 610	1 158 056	1 181 491	1 139 195	1 119 848	1 100 611	859 583	1 073 788	934 094

Fuente: Boletín Oficial del Estado (BOE) y cálculos de IEEFA.

Nota: El asterisco (*) indica valores estimados.

²² Incluye las revisiones *a posteriori* de la remuneración de años anteriores que se han notificado.

Ilustración 12: componentes de la retribución regulada de Enagás

Fuente: Boletín Oficial del Estado (BOE) y cálculos de IEEFA.

La descarbonización y la seguridad del suministro son los nuevos fundamentos de la inversión

Cambio de lema, de «seguridad del suministro» a «descarbonización»

La regulación de la tasa de retribución es una forma de regular cómo se fijan los precios en la que las autoridades públicas reguladoras determinan el precio justo que un monopolio, como pueda ser una empresa de gas, puede cobrar a sus clientes²³. Sus críticos argumentan que ofrece pocos incentivos para reducir los costes y aumentar la eficiencia. La regulación de la tasa de retribución puede contribuir al denominado efecto Averch-Johnson²⁴, que recibe este nombre de los dos economistas que crearon un modelo estilizado de la empresa regulada mediante una tasa de retribución. Descubrieron que las empresas sujetas a una regulación de la tasa de retribución tienden a invertir excesivamente en capacidad si la retribución permitida es mayor que la rentabilidad del capital que necesitan²⁵. ¿Es este el fundamento de las inversiones en descarbonización propuestas y planificadas por Enagás?

Enagás ha creado un importante exceso de infraestructura de gas infrautilizada, justificándola como parte de una estrategia para lograr la seguridad y diversificación del suministro, pasando a sus clientes el coste de la infraestructura innecesaria. En los últimos 10 años se ha construido un gran número de plantas de

²³ Investopedia. [Rate of Return Regulation](#). 18 de noviembre de 2020.

²⁴ Body of Knowledge on Infrastructure Regulation. [Averch-Johnson Effect](#). 2021.

²⁵ *Ibid.*

regasificación de GNL, pero su construcción es difícil de justificar dada la falta de demanda para más proyectos de infraestructura.

En julio de 2022 Enagás presentó su [Plan Estratégico 2022-2030](#), que tiene como objetivo resolver el problema de «la seguridad de suministro y la descarbonización» en España y Europa así como reflejar los retos más apremiantes del mercado energético europeo y mundial. El plan estratégico prevé inversiones en infraestructura de gas e hidrógeno y negocios adyacentes, innovación, tecnología y digitalización, desarrollo internacional enfocado principalmente en Europa, y actividades y proyectos de producción de hidrógeno verde y biometano.

Con este plan Enagás pretende convertirse en operador de una red de hidrógeno (HNO por las siglas en inglés de Hydrogen Network Operator) para 2030, en línea con la actual propuesta de reglamento de la Unión Europea. Las inversiones garantizarán que Enagás continúe recibiendo ingresos regulados que se reflejarán en un aumento en las facturas de consumo de gas, como ha sido el caso en los últimos años.

Existe un riesgo real de que las decisiones tomadas dentro de tal marco estén impulsadas por motivaciones remunerativas, no por necesidades técnicas del sistema. Desde el punto de vista tecnológico, medioambiental y de la seguridad, todavía existe una gran incertidumbre sobre si se podría o se debería mezclar hidrógeno con gas natural en la red. En el [Hydrogen Blending Impacts Study](#) (Estudio de los efectos de la mezcla de hidrógeno) de la Universidad de California en Riverside, un estudio independiente encargado de conformidad con el Proyecto de Ley 1369 del Senado, se llega a la conclusión de que las mezclas de hidrógeno por encima del 5 % podrían requerir modificaciones de aparatos como estufas y calentadores de agua para evitar fugas y un mal funcionamiento de los equipos. Si así fuera, los consumidores tendrían que invertir en la adaptación o sustitución de sus aparatos, coste que se sumaría al de las ya elevadas facturas de gas.

Conclusión

Las pruebas analizadas por IEEFA indican que la regulación de la tasa de retribución ha alentado a Enagás a invertir excesivamente en infraestructuras gasistas, con lo que ha provocado la subida de los costes que tienen que cubrir los consumidores españoles de gas así como las retribuciones de los accionistas de Enagás.

Bajo la premisa de la seguridad y la diversificación del suministro, Enagás ha creado un importante exceso de infraestructura de gas infrautilizada. El coste de las inversiones innecesarias recae en los consumidores, que siguen haciendo frente a facturas elevadas.

La construcción de un gran número de plantas de regasificación de GNL en algo más de 10 años no tiene justificación, ya que, como demuestra este análisis, no hay demanda para tales proyectos.

Enagás sigue utilizando la misma narrativa, es decir, tratar de resolver el problema de la «seguridad del suministro y la descarbonización» en España y Europa y de anticiparse a los retos más apremiantes del mercado energético europeo y mundial, para justificar la inversión continua en infraestructura de gas e hidrógeno nueva que podría ser innecesaria. Como se muestra en este informe, el objetivo de la empresa es garantizar unos ingresos regulados, independientemente de si se generan a expensas de los consumidores de gas.

IEEFA

El Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA, por sus siglas en inglés) examina cuestiones relacionadas con las tendencias, las políticas y los mercados energéticos. La misión del Instituto es acelerar la transición hacia una economía energética diversa, sostenible y rentable.

www.ieefa.org

La autora

Ana María Jaller-Makarewicz

Ana María Jaller-Makarewicz, analista del sector de la energía de IEEFA, asesora energética y facilitadora de formación con un grado y un máster en Ingeniería Eléctrica. Jaller-Makarewicz trabajó en compañías eléctricas, en una empresa de distribución de gas y en la Universidad del Norte de Colombia. En el Reino Unido ha trabajado como asesora energética analizando el mercado y el sector del gas natural a nivel mundial. Ha asesorado a las autoridades reguladoras de la electricidad en Bosnia y Herzegovina y al Ministerio de Energía de Nigeria, ha trabajado como contratista particular para la CMNUCC y ha impartido formación en materia de energía en África, Asia, Oriente Medio, América Latina y Europa.

Este informe es sólo para propósitos de información y educación. El Instituto de Economías Energéticas y Análisis Financiero (IEEFA) no provee consejos sobre impuestos, legal, inversión o contabilidad. Este informe no pretende proveer, y no se debe depender de él para, consejos en impuestos, legal, inversión o contabilidad. Nada en este informe está destinado a ser consejo de inversión, como oferta o solicitud de una oferta para comprar o vender, o como recomendación, endoso, o auspicio a ningún valor, compañía, o fondo. IEEFA no es responsable de cualquier decisión de inversión que usted haga. Usted es responsable de su propia investigación de inversión y decisiones de inversión. Este informe no pretende ser una guía general de inversión, ni es una fuente de alguna recomendación específica de inversión. A menos que se atribuya a otros, cualquier opinión expresada es solo nuestra opinión actual. Alguna información presentada podría haber sido provista por terceros. IEEFA cree que tal información de terceros es confiable, y la ha verificado con informes públicos cuando ha sido posible, pero no es garantía de su exactitud, puntualidad y exhaustividad; y está sujeto a cambios sin previo aviso.