



Resultados 1S2025

22 de julio 2025

01

**Avances en la Actualización
Estratégica 2025 - 2030**

04

ESG

02

**Otros hitos
1S2025**

05

**Objetivos
2025**

03

**Resultados
1S2025**

06

Conclusiones

01

Avances en la Actualización Estratégica 2025 - 2030

Elevada ejecución de la Actualización Estratégica 2025 - 2030

1. Seguridad de suministro y rotación de activos

- **Papel crítico de las infraestructuras gasistas** en la seguridad de suministro energético.
- **Crecimiento de la demanda total de gas natural**, incluyendo exportaciones: **+7,6%**.
- **Incremento de la demanda de gas para generación eléctrica: +41,2%**.



2. Plan de eficiencia

- Efectividad del Plan de Eficiencia: control exhaustivo de gastos operativos y financieros.
 - **Gastos operativos recurrentes en línea con 2024.**
 - **Resultado financiero: -46%.**



3. Avances en el calendario del hidrógeno

- **2ª subasta del Banco Europeo del Hidrógeno**, con España como hub del hidrógeno.
- **H2med: Constitución SPV BarMar** y firma del acuerdo de accionistas.
- Comienzo del **Plan Conceptual de Participación Pública de la Red Troncal española de hidrógeno.**
- **Firma de los Grant Agreements** para la recepción de los fondos europeos para la Red Troncal española de hidrógeno y H2med.
- **La UE ha fijado un objetivo climático vinculante de reducción de emisiones del 90% para 2040 vs 1990.**





Contribución a la seguridad de suministro en España y Europa



100% de disponibilidad de instalaciones y **seguridad de suministro**.



Crecimiento de demanda y exportaciones +7,6%.



Durante el cero eléctrico nacional el **Sistema Gasista garantizó en todo momento el suministro a todos los consumidores**, en particular a los **ciclos combinados**, claves para la recuperación gradual del sistema eléctrico.



España ha recibido **gas natural de 14 países** diferentes, posicionándose como un punto clave de entrada de GNL a Europa.



77% de llenado de los AASS a finales de junio, superando la obligación mínima del 64% establecida para el mes de julio de 2025.

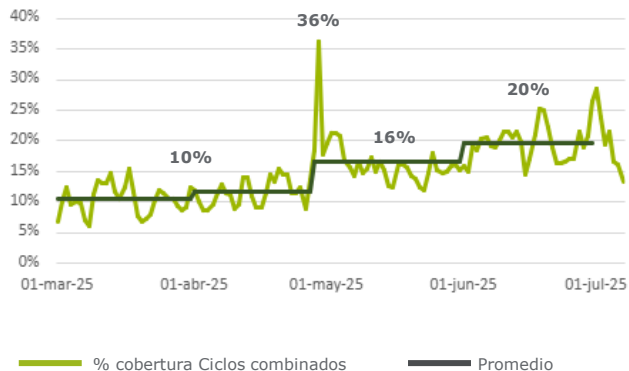


El GNL destinado a **bunkering** ha crecido un **30%**, lo que **refuerza su papel en la reducción de emisiones contaminantes en el transporte marítimo**.

Papel fundamental de la infraestructura de Enagás para la seguridad del sistema energético de España y Europa

El Sistema Gasista español atendió toda la demanda durante el episodio de cero eléctrico, operando en todo momento en situación segura

% diario de cobertura de los ciclos combinados en el mix energético



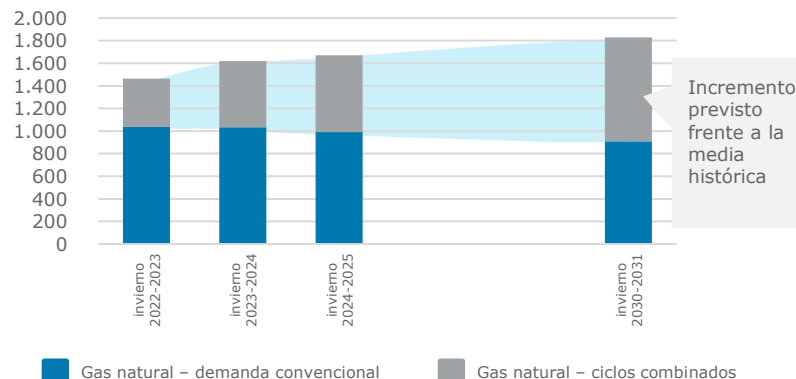
Los ciclos combinados fueron cruciales para la recuperación del sistema energético tras el episodio de cero eléctrico.

Según el operador eléctrico, **los ciclos combinados han aumentado su participación en la cobertura media diaria del sistema eléctrico español del 10% al 20%** desde marzo.

El 29 de abril se alcanzó la **máxima cobertura horaria** de ciclos combinados en el mix energético del **49%**.

Crecimiento de punta de demanda de gas natural

GWh/día



Las infraestructuras gasistas seguirán teniendo un papel fundamental como respaldo al sistema eléctrico a través de los **ciclos combinados**.

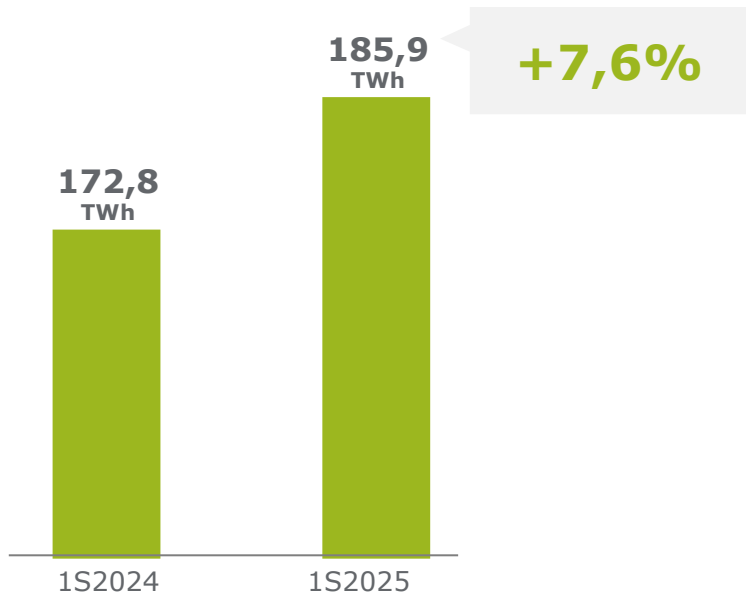
Papel clave de las infraestructuras gasistas, por incrementos de **puntas de demanda para generación eléctrica** (centros datos, electrificación de otros usos).



Evolución de la demanda de gas natural

El gas natural es imprescindible para garantizar el suministro energético

Demanda total de gas natural y exportaciones



Total demanda de gas y exportaciones +7,6%

La **demanda total de gas natural en España** se ha incrementado un **+5,6%** debido a:

- **Crecimiento** de la demanda de gas para **generación eléctrica (+41,2%)** por el **aumento de la participación de los ciclos combinados** tras el episodio de cero eléctrico, como refuerzo a la seguridad de suministro eléctrico.
- La **demanda convencional** en los primeros seis meses del año ha descendido un **-2,8%**, por un menor consumo **industrial (-6,0%)**. En el mes de julio esta caída se está corrigiendo.

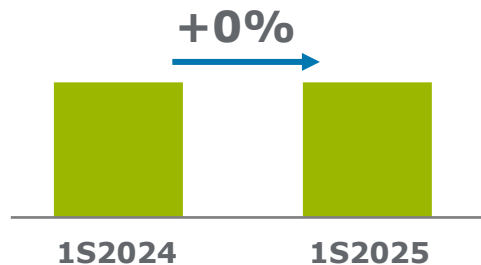
Incremento del total de exportaciones (+24,1%) por mayor volumen de exportaciones a Francia (+98,2%), por la necesidad de flujos adicionales del sistema francés para el llenado de sus almacenamientos subterráneos y por mantenimientos en sus terminales de regasificación.



1.2 Plan de eficiencia en gastos

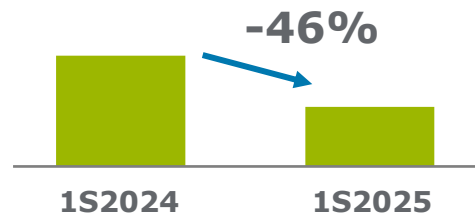
Efectividad del Plan de Eficiencia: control exhaustivo de gastos operativos y financieros

Control de gastos operativos recurrentes



- Los gastos operativos recurrentes en línea con los del primer semestre de 2024.
- La evolución de los gastos operativos recurrentes en el año 2025 estará en línea con el **objetivo de crecimiento máximo anual de ~+1,5% TACC en el periodo 2024-2026.**

Resultado financiero



- **Control de gastos financieros** con más del 80% de la deuda a tipo fijo.
- **Coste financiero de la deuda bruta a 30 de junio de 2,2%.**



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

Impulso en Europa en el desarrollo del hidrógeno durante el 1S2025



Avances en la Unión Europea

-90%

emisiones GEI¹

Confirmación del objetivo climático de reducción de emisiones netas de GEI para 2040 vs. 1990.

30.000M€

Fondos CEF-E x5

La Comisión Europea propone, en el Marco Financiero Plurianual 2028–2034, destinar 30.000 M€ de su mecanismo CEF-E, en comparación con los 6.000 M€ anteriores, para apoyar entre otros proyectos, las infraestructuras de hidrógeno renovable

1.242 M€

Fondos europeos asignados al desarrollo del hidrógeno en el 1S2025.

- 992 M€ de la 2ª Subasta del Banco Europeo del Hidrógeno y 250 M€ de fondos CEF-E.

Alemania

Proyecto de Ley de Aceleración del hidrógeno.

- Para una aprobación acelerada de la infraestructura necesaria para el despliegue del hidrógeno.
- Los proyectos de H₂ son de "interés público superior" y sirven a la seguridad nacional.
- El 14 de julio el Regulador Energético Alemán, BNetzA, aprobó una tarifa fija para el uso de la red troncal de hidrógeno del país.

Hydrogen Mechanism

Lanzamiento de la Plataforma de Energía y Materias Primas de la UE.

- Con el objetivo de acelerar la creación de un mercado europeo de hidrógeno y derivados (amoníaco, metanol y eSAF²), orientado al desarrollo de infraestructuras.

Actos delegados

Se completa el marco normativo que regula las emisiones del hidrógeno limpio.

- Publicación del Acto Delegado UE 2023/1184 y Acto Delegado UE 2023/1185 que completa la normativa ya publicada sobre RFNBOS³.



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

Resultados de la 2ª subasta del Banco Europeo del Hidrógeno

España como *hub* de hidrógeno en la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, como país con mayor número de proyectos presentados y adjudicados y con un precio medio de producción más competitivo

61**Proyectos presentados****36** de ellos en España (59%).**15****Proyectos seleccionados****8** de ellos en España (53%).**2 MnTn H₂****Producción****0,8** MnTn en España
(36% en 10 años).**38%****Proyectos con conexión directa, total o parcial**, de generación renovable a los electrolizadores.**736-902 €/kw****Capex medio electrolizadores****51%** fabricado en la UE
(33% en Alemania).**5,5 €/kg****LCOH¹ medio proyectos españoles**
(-5% respecto al precio de la 1ª Subasta)**España presenta de nuevo las ofertas más competitivas de Europa.****64%****Proyectos presentados contemplan transporte del H₂ mediante hidroductos**39 proyectos contemplan la entrega a offtakers con **ducto con distancia media de 384 km.****377 M€****Adicionales, asignados por el Gobierno de España a otros tres proyectos que suman una capacidad de 485MW**



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

La transposición de la directiva RED III establece las bases para una sólida demanda regulatoria de H₂ verde en España y Europa en 2030

España incrementa la ambición y eleva la demanda del transporte del 1% al 2,5% para 2030



Avances en España: RED III

3 de julio MITERD¹ abrió a audiencia pública (hasta el 08/09/25) una propuesta de RD de Fomento de los Combustibles Renovables.

- La propuesta **transpone parcialmente la directiva RED III en el ámbito del sector transporte:**

Objetivos de reducción de emisiones GEI por segmento para poder cumplir con el **16,5% de reducción indicada en el PNIEC** en el conjunto del sector transporte en 2030.

Subobjetivos para el consumo de RFNBOs en 2030. **Demanda final del sector transporte (2,5%) y en usos intermedios en el sector refino (1,5%).**

Ampliación del número de sujetos obligados a contribuir a los objetivos:
Operadores al por mayor, distribuidores y **consumidores directos.**

Finalización del marco normativo existente del sistema de Garantías de Origen de Gases Renovables y creación de un Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad.

(1) MITERD: Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

Avance de la infraestructura troncal española según lo previsto para tomar el FID en 2027



ENERO-MAYO

Licitación ingeniería básica ductos¹ y EECC².

25 DE ABRIL

Inicio despliegue Plan Conceptual de Participación Pública (PCPP) del PCI³ de la Red Troncal de Hidrógeno en España, que recorrerá 2.600 km y se llevará a cabo en 13 Comunidades Autónomas y más de 500 municipios.

Lanzado ya en Castilla La Mancha, Extremadura, Andalucía y Cantabria con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y los gobiernos regionales.

MAYO-JUNIO

Lanzamiento trabajos ingeniería básica ductos y EECC (Zamora, Tivissa, Villar Arnedo).

JUNIO

Firmados los *Grant Agreements* por los que Enagás recibirá 40,2 M€ de los fondos CEF-E⁴ estudios de ingeniería relacionados con la Red Troncal Española de Hidrógeno y el almacenamiento subterráneo Norte-1.

26 DE JUNIO

Firma acuerdo colaboración Almacenamiento Solvay Norte-1.

(1) Cinco tramos de ductos: Tivissa-Barcelona ; Huelva-Mérida ; Salamanca-León ; Llanera-Reocín ; Reocín-Arrigorriaga.

(2) EECC: Estaciones de Compresión.

(3) PCI: Proyecto de Interés Común.

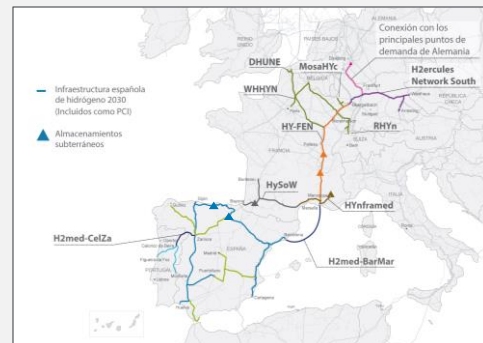
(4) CEF-E: Connecting Europe Facilities.



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

Avance de H2med como primer corredor paneuropeo de hidrógeno

El Corredor de Hidrógeno **H2med** alcanzó un **hito clave** con la **creación de la sociedad conjunta de BarMar** el 30 de junio.



E

F

M

A

M

J

10 DE FEBRERO
Presentación resultados **Call for Interest**.

11 DE MARZO
Adjudicado estudio de factibilidad de aterraje en Barcelona.

12 DE MARZO
Publicación resolución fondos CEF-E.

10 DE ABRIL
Adjudicada oferta de inspección submarina geofísica de BarMar.

5 DE MAYO
Visita de **Teresa Ribera** a la **Planta de Regasificación de Barcelona** donde se situará el aterraje de BarMar.

16 DE MAYO
Lanzamiento concurso de **ingeniería pre-FEED¹ BarMar**.

MAYO
Lanzamiento trabajos de ingeniería básica del ducto y EECC (Barcelona y Zamora).
En ejecución estudio de factibilidad de aterraje en Fos-Sur-Mer.

5 DE JUNIO
Firma **Grant Agreement CEF-E estudios BarMar: 28,4M€.**

13 DE JUNIO
Firma **Grant Agreement CEF-E estudios CelZa: 7,2M€.**

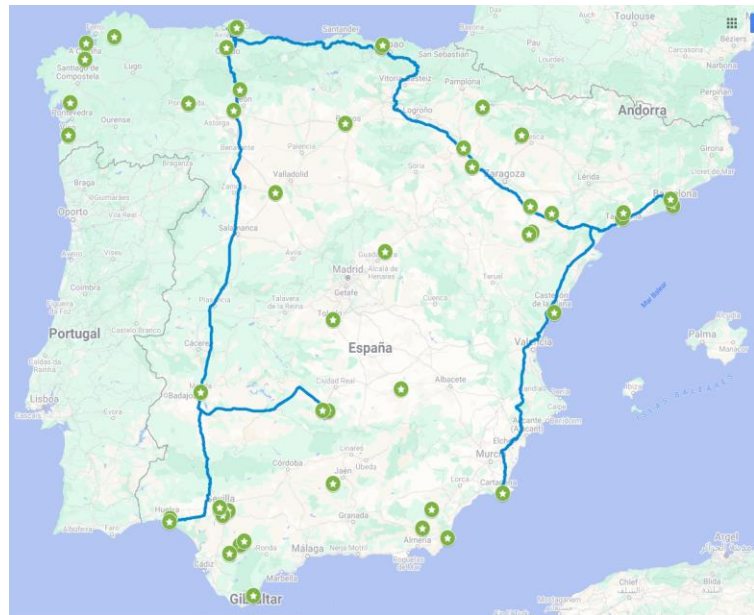
24 DE JUNIO
La **Vicepresidenta de la Comisión Europea, Teresa Ribera**, recibió a los **consejeros delegados** del consorcio del corredor europeo **H2med** para conocer los avances del proyecto.

25 DE JUNIO
Constitución **SPV BarMar y firma del acuerdo de accionistas.**

(1) FEED: Etapa inicial de ingeniería de diseño



1.3 Avances en el calendario del hidrógeno

Proyectos producción H₂ con subvención pública

Nota: Los puntos en verde sobre el mapa representan proyectos de producción de hidrógeno que han sido objeto de ayudas y subvenciones públicas.

(1) Proyecto de Real Decreto de fomento de los combustibles renovables de 3 de julio de 2025

3.155 M€

Total de subvenciones del Gobierno de España

- **El Gobierno de España**, a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia y su Adenda de ampliación, ha asignado ayudas directas por valor de **3.155¹ M€ a más de 100 proyectos de hidrógeno renovable**.
- El Banco Europeo del Hidrógeno y los fondos CEF-E han adjudicado **ayudas públicas europeas adicionales** por importe de **~550 M€ a proyectos en España**.
- **El total de subvenciones** adjudicadas apoyan el despliegue de **~4,4GW de electrolizadores**.
- **La mayoría de los proyectos de producción de hidrógeno renovable** necesitarán la red troncal española.

02

**Otros hitos
1S2025**

Publicación de la consulta pública sobre la metodología de cálculo de la TRF

- El 4 de julio, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) sometió a audiencia pública **una propuesta de circular para regular las metodologías de determinación de la tasa de retribución financiera (TRF)** de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica, y regasificación, transporte y distribución de gas natural.
- **La tasa resultante de la metodología de cálculo de la TRF, aproximadamente 6,4%, está muy próxima pero no alcanza a la base mínima de TRF que Enagás estableció en sus proyecciones financieras a partir de 2027.**
- La propuesta de circular incorpora elementos positivos en el cálculo de la TRF, si bien Enagás enviará sus comentarios y alegaciones a la propuesta antes del 4 de agosto de 2025.
- **En las alegaciones, Enagás subrayará que la metodología aplicable a los distintos parámetros de la tasa para activos existentes debe ser común, tanto para el gas como para la electricidad, y que no se justifica ningún factor corrector sobre el coste de la deuda en el Sistema Gasista.** Estos activos se tienen que refinanciar en los mercados de capital con costes similares.
- Una vez evaluadas todas las alegaciones recibidas, **la CNMC publicará en el cuarto trimestre de 2025 la metodología definitiva.**

Consulta pública de la CNMC sobre las pautas del marco regulatorio del gas natural 2027-2032

Las pautas y retos establecidos por la CNMC están alineados con la visión regulatoria que Enagás incorporó en la Actualización Estratégica 2025-2030

I. Retos para afrontar el cambio de modelo energético

- **El gas continuará jugando un papel esencial en la seguridad de suministro.** El sector del gas natural ha estado expuesto a situaciones extraordinarias que han incrementado los costes de operación y alterado el nivel de ingresos retributivos.
 - "El gas continuará jugando un papel esencial tanto en la seguridad de suministro como en la flexibilidad y también en la volatilidad de los precios de la energía. Resulta, por tanto, necesario reflexionar sobre cuáles son los ajustes en la metodología de retribución de las instalaciones de transporte y plantas de GNL que pueden dar respuesta para afrontar estos desafíos con eficiencia."

II. Retos para agilizar la descarbonización de la economía

- **Actualización y adaptación de la metodología retributiva** para facilitar la **penetración de los gases renovables** en el sistema energético, así como la incorporación de posibles adaptaciones derivadas de la trasposición del Paquete de la UE de hidrógeno y gases descarbonizados.
 - "En el actual contexto de descarbonización de la economía, se hace necesaria la actualización y adaptación de la metodología retributiva de forma que se facilite la penetración de los gases renovables en el sistema energético."

III. Retos para garantizar la prestación del servicio

- **Marco regulatorio propicio que incentive el rol esencial de los activos gasistas y establezca requisitos de eficiencia.**
 - "¿Qué mecanismos retributivos son necesarios para garantizar un suministro seguro y fiable de gas de forma asequible? ¿Deberían introducirse elementos específicos para garantizar el respaldo del sistema eléctrico?."

Rentabilidad razonable de actividad regulada en su conjunto

Enagás, TSO más eficiente de Europa según CEER¹

En base a las pautas establecidas del marco regulatorio en la consulta pública de la CNMC, el próximo período regulatorio debería incorporar:

TRF

- Publicada la consulta pública sobre la metodología.

Opex

- Costes estándares actualizados según valores actuales y evolución en periodo.

Otros conceptos

- Incentivos a la continuidad de suministro y sostenibilidad de las infraestructuras.

6,5% - 7%

**TIR razonables después de impuestos de la actividad regulada 2027- 2032.
(Comparable a la de otros operadores europeos).**

CIADI vuelve a dar la razón a Enagás en laudo GSP

Rectificación del Laudo relativo a la inversión en GSP, elevando en 104 millones de dólares la condena impuesta a Perú

- Por segunda vez, el **CIADI da la razón a Enagás** (23/05/2025) y rectifica el laudo de 20 de diciembre de 2024. El importe total de la condena que Perú deberá pagar a Enagás asciende a ~ **302 M\$** (principal, intereses y costas).
- Considerando el importe total, una vez resuelto el recurso de rectificación, **se ha actualizado el valor razonable del derecho de crédito, generándose una plusvalía** contable neta por importe de **41,2 millones de euros**.
- **En el laudo de 20 de diciembre de 2024 sobre GSP, el Tribunal consideró que la inclusión de Enagás Internacional en la categoría 2 de la Ley 30737**, que impide a la sociedad la repatriación de los dividendos de su participada Transportadora de Gas del Perú (TGP), **constituye una violación del APPRI España-Perú**.
- El 2 de junio el CIADI registró una solicitud de anulación del laudo presentada por la República del Perú, lo que provocó de forma automática la suspensión provisional de la ejecución del laudo. El 14 de julio, la Secretaría General del CIADI propuso el Comité ad-hoc que resolverá sobre estos temas.
- Desde la notificación del Laudo y hasta la suspensión de su ejecución, Enagás ha optimizado su caja en Perú, manteniendo a la fecha depósitos en entidades financieras en Perú por un importe de 72 millones de dólares, que excede al importe de la carta fianza otorgada a favor de las autoridades peruanas en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley N°30737 y su Reglamento.

03

**Resultados
1S2025**

3.1 Cuenta de resultados

Resultados financieros según lo previsto para alcanzar los objetivos anuales

ME	1S2025	1S2024	Var. %
Ingresos totales	459,6	442,5	3,8%
Gastos de explotación	(210,3)	(159,0)	32,3%
Rdo. Sociedades Participadas	80,1	102,1¹	(21,6%)
EBITDA	329,3	385,7	(14,6%)
Amortizaciones	(142,5)	(144,1)	(1,1%)
PPA	(12,1)	(27,2) ²	(55,6%)
EBIT	174,7	214,3	(18,5%)
Resultado financiero	(22,4)	(41,5)	(46,0%)
Impuesto de sociedades	(22,2)	(24,6)	(9,4%)
Minoritarios	(0,3)	(0,3)	(3,4%)
BDI (sin impacto de no recurrentes)	129,8	148,0	(12,3%)
Impactos rotación activos y laudo GSP	46,3 ³	(358,8) ⁴	
BDI	176,0	(210,8)	



- **Impacto del marco regulatorio (-28M€)** en ingresos compensado por incremento de otros ingresos regulados (fundamentalmente por el inicio de los trabajos del sellado de los pozos de Castor, compensados a nivel EBITDA en la línea de gastos⁵).
- **Plan de eficiencia: gastos operativos recurrentes en línea con 2024 y por debajo de objetivo anual de crecimiento máximo (~ +1,5% TACC 2024-2026).**
- En la variación del resultado de sociedades participadas cabe destacar la desconsolidación de Tallgrass Energy y Soto la Marina en el año 2024.



- **Mejora del resultado financiero**, asociado a la reducción de deuda.



- **BDI impactado positivamente por las plusvalías de la venta de Soto la Marina de 5,1M€ y la actualización del valor razonable de GSP de 41,2M€.**

Nota 1: Excluyendo el efecto de la desconsolidación de TGE y SLM del primer semestre de 2024, el resultado de sociedades participadas a 30 de junio de 2024 se situaría en 85,5 millones de euros.

Nota 2: La desconsolidación de TGE ha tenido un efecto positivo en el PPA, que ha mejorado en 14,5 millones de euros.

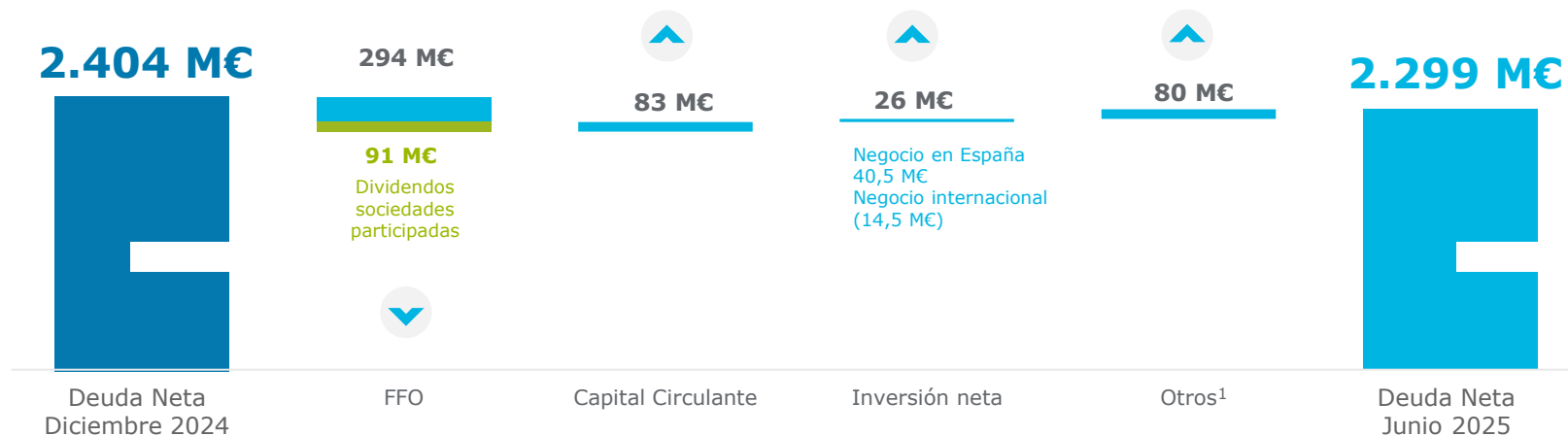
Nota 3: Cierre de la venta de Soto de la Marina (+5,1M€) y plusvalía contable neta de GSP (+41,2M€).

Nota 4: Corresponde a la minusvalía contable por la venta de Tallgrass Energy, que incluía +47M€ de diferencias de conversión, estimadas a 30 de junio de 2024. Dicho importe se actualizó con el tipo de cambio al cierre de la operación.

Nota 5: Al cierre de junio de 2025, ingresos por CASTOR ascienden a 49M€, mientras que los costes ascienden a -46,6M€.

3.2 Flujos de caja y evolución de deuda neta

Generación de Cash Flow y evolución de deuda neta en el primer semestre según lo previsto con el objetivo de deuda a final de año



Nota 1: El epígrafe de "Otros" incluye principalmente: i) variación del tipo de cambio de cierre de la deuda neta, ii) compra de acciones propias, iii) Actualización de contratos sujetos a NIIF 16, iv) Intereses devengados no pagados.

Nota: El día 9 de julio la autoridad fiscal americana (*Internal Revenue Service*) comunicó a Enagás la emisión del certificado solicitado que acredita que se ha generado una pérdida en EE.UU por la venta de TGE y por tanto no procede aplicar ningún impuesto. El día 15 de julio Enagás recibió ~100 millones de USD, que estaban depositados en una cuenta *escrow*, cuyo impacto positivo se registrará en el Cash Flow correspondiente al tercer trimestre del año.

3.3 Estructura financiera

Estructura financiera a cierre de 1S2025

Apalancamiento

Apalancamiento	Junio 2025	Dic. 2024
Deuda neta	2.299M€	2.404 M€
Deuda neta/EBITDA ajustado	3,3x	3,3x
FFO/Deuda neta	28,3%	28,7%
Coste financiero de la deuda bruta	2,2%	2,6%

Liquidez: 2.739M€

1.025 M€

Tesorería

1.550 M€

Club Deal

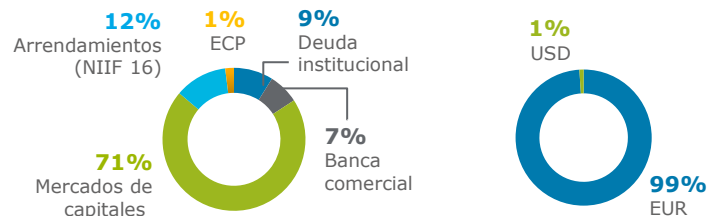
(vencimiento enero 2030)

164 M€

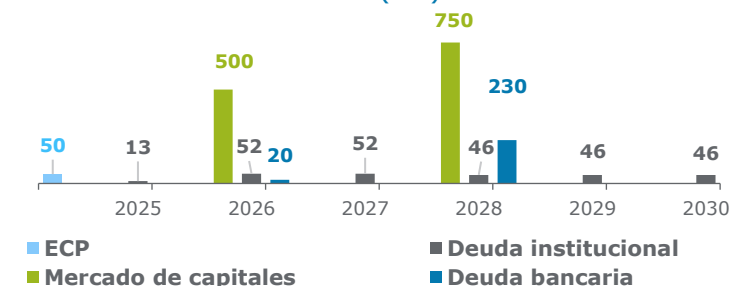
Líneas operativas

(vencimiento enero 2027-enero 2029)

Tipología de deuda



Coste financiero de deuda bruta: **2,2%**
 Más del **80%** de deuda a tipo fijo

Vencimientos de deuda (M€)¹

5 años Vida media de deuda

Las agencias de calificación crediticia S&P y Fitch han ratificado el rating de Enagás en BBB+ con perspectiva estable

Nota 1: El gráfico de vencimientos no incluye NIIF16, ~29M€ al año hasta 2030.

3.4 Sociedades participadas

Buen desempeño de las Sociedades Participadas

TAP

- TAP continúa contribuyendo a la garantía y seguridad de suministro en Europa, habiendo transportado más de **45 bcm de gas natural azerí a Europa desde su puesta en operación comercial**.
- La compañía continúa trabajando para implementar la **expansión de los +1,2bcm, con fecha prevista para la puesta en marcha en enero de 2026**.

Stade

- Avance en la **construcción de los dos tanques de almacenamiento de GNL de 240.000 m³ de capacidad cada uno**.
- Tanques preparados para operar también con **amoniaco renovable**, lo que refuerza el carácter flexible y sostenible del proyecto.

Desfa

- Concedidos **5,4 M€ de fondos CEF** para la realización de estudios técnicos y ambientales para el PCI "H2DRIA", que corresponde con la sección griega del Corredor de Hidrógeno del Sudeste Europeo (SEEHyC).

Soto La Marina

- **Cierre de la venta** de la participación en la sociedad mexicana Estación de Compresión Soto La Marina en México (14/05/2025).
- El **importe recibido por Enagas, asciende a un total de 17 M\$ (~ 15,2 M€)**.
- **Plusvalía neta de 5,1 M€**.

Enagás Renovable

- **Proyectos donde participa EGR con Repsol, Moeve o CIP han recibido el ~53% de las ayudas adjudicadas en el último PERTE Valles del H₂ (~650 M€)**.

Scale Green Energy

- **Movilidad terrestre:** proyecto Echynnet, firmado el *Grant Agreement* con CINEA el 18/06/25 para desarrollar 6 instalaciones de suministro de hidrógeno.
- **Bunkering** para el transporte marítimo: avance en la construcción de un nuevo barco para la zona de Canarias.
- **CO₂:** presentado 3 proyectos para el desarrollo de infraestructuras de CO₂ en España a la convocatoria de *Innovation Funds* de Abril 2025.

04

ESG

4. Avances en sostenibilidad

Liderazgo ESG

Nuestro desempeño y los avances alcanzados en los distintos ámbitos de la sostenibilidad son reconocidos por los principales ratings ESG, consolidando a Enagás en posiciones de liderazgo

Ratings ESG		Puntuación	Posición relativa
	S&P Global (CSA)	87/100	Top 5% <i>Gas Utilities</i>
	MSCI	A (7,1/10)	Top 59% <i>Utilities</i>
	ISS - ESG	B (71,03/100)	1º Decil <i>Gas & Electricity Network Operators</i>
	Sustainalytics ESG Risk Rating	16,3 Low Risk ¹	5º <i>Gas Utilities</i>
	Equileap	79%	2º a nivel mundial 1º en España
	CDP Supplier Engagement Leader	A	CDP Supplier Engagement A List 2024

Informe de Gestión Consolidado 2024 elaborado:

- Cumpliendo con la **Ley 11/2018 de información no financiera y diversidad** y la **Taxonomía Europea de actividades sostenibles**.
- Utilizando como marco voluntario las **Normas de Estándares de Sostenibilidad** de EFRAG en el marco de la CSRD ².
- **Sistema de Control Interno de la Información de Sostenibilidad.**



INFORME
DE GESTIÓN
CONSOLIDADO
2024

¹ Sustainalytics ESG Risk Rating otorga menor puntuación a compañías con nivel de exposición más bajo y mejor desempeño ESG.

² Directiva de presentación de información sobre sostenibilidad por parte de las empresas. Pendiente de transposición a la legislación española.

05

Objetivos 2025

5. Objetivos 2025

Objetivos 2025

**~265 M€**Beneficio recurrente
después de impuestos**~670 M€**

EBITDA

**~2,4 Bn€**

Deuda Neta

**FFO/DN > 15%**
compatible con rating
crediticio BBB+

Estructura financiera

**1,00
euro/acción**

Dividendo

06

Conclusiones

Conclusiones

Elevada ejecución de la Actualización Estratégica 2025 – 2030 en sus tres ejes principales.

Papel fundamental de la infraestructura de Enagás para la seguridad del sistema energético de España y UE.

Avances importantes en Europa en el desarrollo del hidrógeno verde. La transposición de RED III establece las bases para una sólida demanda regulatoria en España y Europa en 2030.

La UE ha fijado el objetivo de reducir en un 90% las emisiones netas de GEI para 2040 vs. 1990: la lucha contra el cambio climático es más urgente que nunca.

La red troncal de hidrógeno y el corredor H2med avanzan de acuerdo con el calendario previsto, con importantes hitos durante el semestre.

Los resultados semestrales muestran un desempeño positivo de la compañía y la elevada ejecución de la Actualización Estratégica 2025 – 2030.

Plan de Eficiencia: control exhaustivo de gastos operativos y financieros.

El Marco regulatorio 2027-2032 establecerá una rentabilidad razonable que incentive la sostenibilidad de las infraestructuras gasistas a largo plazo por su criticidad en la transición energética y en la seguridad de suministro.

Limitación de responsabilidad

Este documento puede contener hipótesis de mercado, información procedente de diversas fuentes y afirmaciones de carácter prospectivo respecto a las condiciones financieras, los resultados de explotación, el negocio, la estrategia y los planes de Enagás S.A. y sus filiales.

Dichas hipótesis, información y afirmaciones de carácter prospectivo no son garantías de una rentabilidad futura e implican riesgos e incertidumbres, pudiendo los resultados reales diferir considerablemente de dichas hipótesis y afirmaciones prospectivas como consecuencia de diferentes factores.

Enagás, S.A. no se manifiesta ni ofrece ninguna garantía respecto a la exactitud, integridad o precisión de la información aquí contenida. Este informe no deberá tomarse en ningún caso como una promesa o declaración de la situación pasada, presente o futura de la compañía o su grupo.

Se advierte a analistas e inversores que no deben confiar indebidamente en las afirmaciones prospectivas, las cuales implican importantes hipótesis y opiniones subjetivas, y que por tanto pueden resultar no ser correctas. Enagás no se compromete a actualizar la información aquí recogida ni a corregir las inexactitudes que pudiera contener; tampoco se compromete a hacer públicos los resultados de las revisiones que puedan realizarse de dichas afirmaciones prospectivas para reflejar sucesos o circunstancias posteriores a la fecha de esta presentación, incluidas, entre otras, las variaciones en el negocio de Enagás o adquisiciones estratégicas o para reflejar la incidencia de eventos inesperados o una variación de sus valoraciones o hipótesis.



Muchas gracias

22 de julio 2025

Reliable energy for a decarbonized future