

Resultados 2023 y objetivos 2024

20 Febrero 2024



Índice

01

Resultados
2023

02

Avances en la
ejecución del
plan estratégico

03

Enagás
HTNO

04

*From maturity
to growth*

05

Objetivos 2024
y Conclusiones

01

Resultados 2023



1.1 Objetivos 2023

Año 2023: superando objetivos

Enagás ha cumplido todos los objetivos establecidos para 2023



Robusto comportamiento del Sistema Gasista Español

Contribuyendo a la seguridad de suministro en España y Europa



Resultados financieros 2023

En línea con los objetivos establecidos



2023 un gran año para el hidrógeno

Avances en la transición energética y en el calendario del hidrógeno

1.2 Comportamiento del Sistema Gasista

Sistema Gasista español: contribución a la seguridad de suministro en España y Europa

- **Disponibilidad y Garantía de suministro del 100%**
- España ha recibido **gas natural de 17 países diferentes**. Punto estratégico de entrada de GNL de Europa
- **Incremento de exportaciones** por gasoducto en un **23,7%**
- **Enagás, primer operador del mundo** en recarga de buques en el año 2023
- **157 cargas realizadas en 2023** (+26% vs 2022)
- Por primera vez en la historia **100% de llenado de AASS** a comienzos de agosto
- **Elevado interés** en los **servicios de contratación** de plantas de regasificación a **largo plazo**

1.2 Comportamiento del Sistema Gasista

Recuperación de la demanda industrial en el año 2023

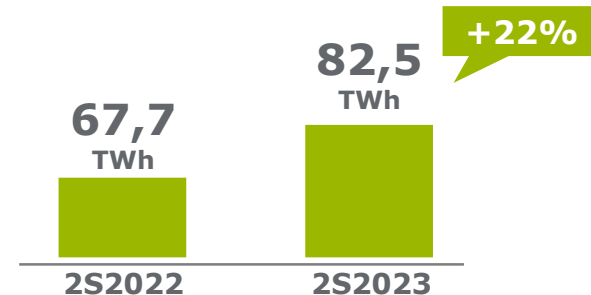
Total Demanda 2023

Incluye exportaciones



- La demanda total, incluyendo exportaciones, ha descendido un **-7,3%** en el año 2023
- Aumento de la demanda de gas natural para **consumo industrial (+3,9%)**
- Descenso de la demanda de gas para **generación eléctrica (-30,7%)**, después de registrar en 2022 el valor más elevado desde 2010
- Aumento de las exportaciones de gas natural a través de gasoducto **(+23,7%)**

Demanda industrial 2S



- Recuperación de la demanda industrial en el **segundo semestre del año (+22%)** rompiendo la tendencia de los primeros seis meses del año
- Crecimiento de la demanda en los sectores del refino, químico, farmacéutico y cogeneración.
- Esta **tendencia positiva continúa en los primeros meses de 2024**

1.3 Resultados Financieros

Objetivos financieros superados en 2023

- Beneficio después de impuestos

310M€ - 320M€

343M€¹ ✓

- EBITDA

~ 770M€

780M€ ✓

- Dividendos de filiales

190M€ - 200M€

193M€ ✓

- Deuda Neta

~ 3.700M€

3.347M€ ✓

- Inversión neta de acuerdo con Plan Estratégico

~250M€

174M€² ✓

- Plan de Eficiencia en gastos operativos y financieros

Gastos operativos recurrentes en línea con 2022 ✓

Resultado financiero mejor de lo previsto ✓

- Estructura financiera

FFO/DN > 14% ✓
compatible con rating crediticio BBB

- Dividendo

1,74 euros/acción

1,74 euros/acción ✓

Nota¹: Incluye la plusvalía neta por la venta de Gasoducto Morelos (+42,2M€) y la contribución por el incremento de la participación del 4% en TAP (~5,5M€).

Nota²: El Capex de 2023 es neto e incluye inversión y desinversión. En el objetivo no estaba contemplada la adquisición de la red de gasoductos de Reganosa (54M€) y la venta del 25% de El Musel a Reganosa (100M€)

Nota: Tipo de cambio utilizado para el cálculo del presupuesto 2023 1€=1,05 USD.

1.3 Resultados financieros

BDI y EBITDA superiores a los objetivos establecidos

M€	2023	2022	Var. %
Ingresos totales	919,6	970,3	(5,2%)
Gastos de explotación	(338,8)	(374,1)	(9,4%)
Rdo. Sociedades Participadas	199,5	201,2	(0,9%)
EBITDA	780,3	797,4	(2,2%)
Amortizaciones	(271,2)	(264,8)	2,4%
PPA	(52,1)	(54,4)	(4,1%)
EBIT	456,9	478,3	(4,5%)
Resultado financiero	(35,8) ¹	48,2	(174,3%)
Impuesto de sociedades	(78,1)	(150,0) ²	(47,9%)
Minoritarios	(0,5)	(0,6)	(25,0%)
BDI	342,5¹	375,8³	(8,8%)

Nota 1: Incorpora la plusvalía por el cierre de la venta del gasoducto de Morelos por importe de +46,7M€ (plusvalía bruta) y +42,2M€ (plusvalía neta).

Nota 2: En el año 2022 el impuesto de sociedades incluye -67 millones de euros asociados al proceso de venta de GNL Quintero.

Nota 3: Incorpora el ajuste del valor contable de la participación en TGE por importe de -133,8M€. Y las plusvalías por la venta de GNL Quintero +132,1M€ y por la entrada de socios en Enagás Renovable por +49M€.

- **EBITDA por encima del objetivo del año** como consecuencia de la **efectividad del Plan de Eficiencia en gastos** y del **buen comportamiento de las Sociedades Participadas**

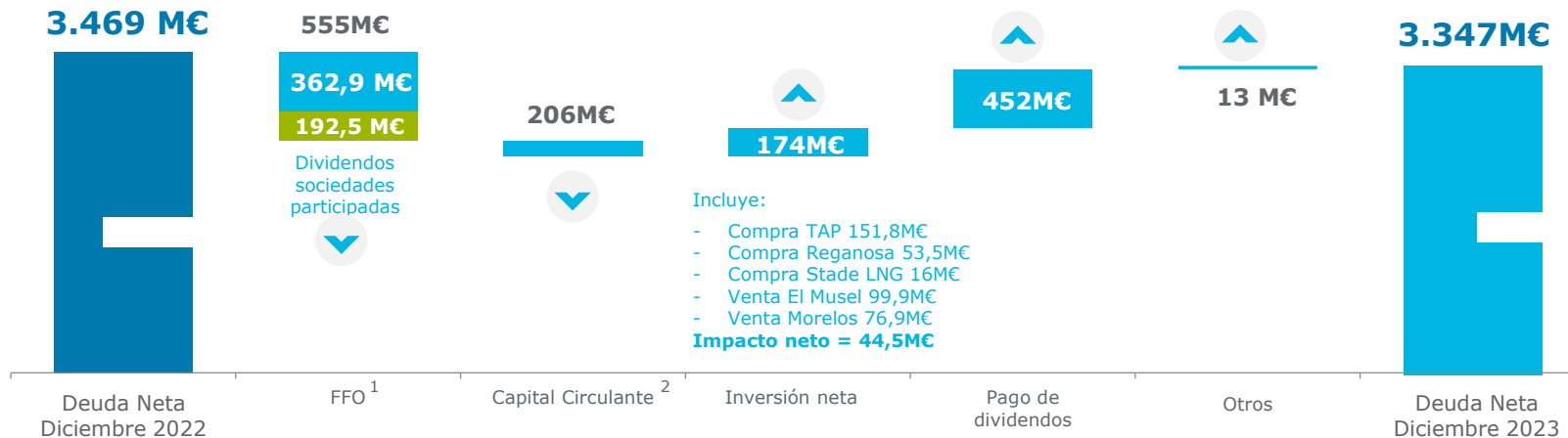
- **Control de gastos financieros**, más del 80% de la deuda a tipo fijo.
- **Resultado financiero asociado a la deuda neta** prácticamente en línea con 2022

- **BDI por encima del rango alto del objetivo anual.** La cifra de BDI incorpora la plusvalía por la venta del Gasoducto de Morelos

1.3 Resultados financieros

Flujos de caja y evolución de deuda neta

Reducción de la deuda neta a final de año respecto al año 2022 y al objetivo anual (~3.700M€) como consecuencia, entre otros factores, de la positiva evolución del *working capital*, debido fundamentalmente a las primas recaudadas en las plantas de regasificación



Nota (1): Incluye el pago del impuesto de sociedades asociado a la venta de GNLQ y de GDM por importe de -67,5M€ y -4,5M€, respectivamente.

Nota (2): Incluye el pago del impuesto por repatriación de la caja asociado a la venta de GNLQ por importe de -42,5M€.

1.3 Resultados financieros

Sólida estructura financiera y elevada posición de liquidez

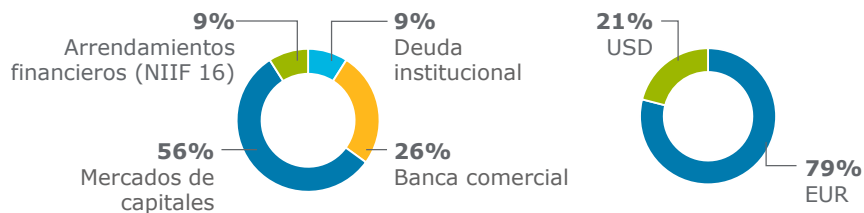
Apalancamiento	Dic. 2023	Dic. 2022
Deuda neta	3.347 M€	3.469 M€
Deuda neta/EBITDA ajustado ¹	4,3x	4,8x
FFO/Deuda neta	18,7% ³	17,6%
Coste financiero de la deuda bruta ²	2,6%	1,8%

Liquidez	Dic. 2023	Dic. 2022	Vencimiento actual
Tesorería	838 M€	1.359 M€	
Club Deal	1.550 M€	1.500 M€	Enero 2029
Líneas operativas	921 M€	934 M€	Jul 24 – Oct 24
TOTAL	3.309 M€	3.794 M€	

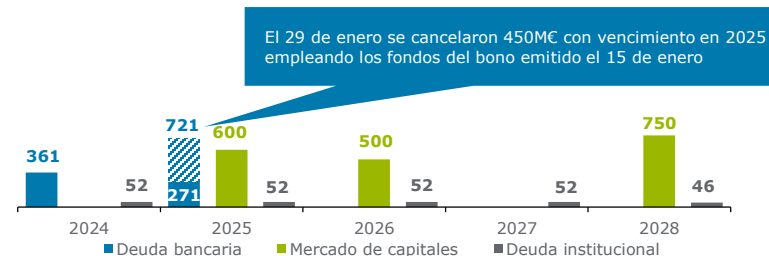
El coste financiero de la deuda bruta es del 2,6%

Ratios de apalancamiento compatibles con calificación crediticia BBB

Tipología de deuda



Vencimientos de deuda (M€)



Deuda a tipo fijo superior al 80%⁴

- (1) EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades participadas.
- (2) El coste financiero de la deuda neta es del 2,4% vs 2,0% en 2022.
- (3) FFO/DN 18,7%: el FFO no incluye el pago de los impuestos asociados a las ventas de GNL Quintero y Morelos por 72M€. El ratio no incluye los ajustes de la metodología de las Agencias de Rating.
- (4) Incluyendo instrumentos de cobertura de tipo de interés.

Vida media de la deuda 4,9 años tras la emisión del bono emitido el 15 de enero de 2024

1.3 Resultados financieros: Sociedades participadas

Tallgrass muestra un buen desempeño y está en camino de alcanzar los objetivos del Plan Estratégico 2022 – 2026

Resultados 2023

- **EBITDA Ajustado 2023: ~820 M\$** (superior al rango alto del objetivo 775-815 M\$).
- CAPEX: 585 M\$
- **Alto nivel de contratación y utilización de infraestructura en 2023.** Capacidad contratada promedio **REX 88%**, utilización **PXP 89%**.
- En enero, se cerró la adquisición de **Ruby Pipeline** por ~288 M\$, con una contribución esperada al EBITDA ajustado en 2024 de 73 M\$.

Objetivos 2024

- EBITDA ajustado: **775 – 815 M\$.**
- CAPEX: **~1.4 Bn\$** (incluye TPCO2).

Posicionamiento en energía descarbonizada: proyecto Trailblazer

- El Consejo de TGE aprobó la decisión de inversión para autorizar al equipo directivo de Tallgrass a continuar con la inversión para avanzar en la conversión del actual gasoducto Trailblazer para transportar CO₂ ("TPCO2"), desde los productores de etanol del Medio Oeste hasta su secuestro permanente en Wyoming. Este proyecto tiene un capex estimado de ~2bn\$ (EV: equity más deuda).
- TPCO2 está progresando de acuerdo al calendario estimado y se espera que esté operativo en 2025.
- El 23 de octubre de 2023, la FERC aprobó la conversión del trazado del gasoducto para el transporte de CO₂. El 23 de diciembre, TGE recibió la notificación de FERC para proceder con la construcción del proyecto TPCO2, autorizando el abandono/conversión de todas las instalaciones de gas natural.
- La financiación del proyecto TPCO2 se realizará sin aportaciones de capital por parte de los accionistas de TGE.

Foco en el plan de inversión estratégico (2022-2026):

- En el periodo 2024-2026 la caja generada se priorizará para inversiones de crecimiento con el fin de mejorar los dividendos a partir de 2027.
- EBITDA TACC 2022-2026: +6%

1.3 Resultados financieros: Sociedades participadas

Los dividendos de TAP en 2023 han ascendido a 76 millones de euros, de acuerdo con el objetivo previsto

- **Cierre** de la **compra** de un **4% adicional de TAP (151,8M€)** a la compañía suiza **AXPO** igualando la participación accionarial del 20% con el resto de socios
- Desde su entrada en operación, **TAP ha transportado 31bcm de gas natural** (más de 10bcm en 2023)
- **Cierre satisfactorio del Market Test 2021**, que **incrementará la capacidad** de la infraestructura **en +1,2bcm** (disponible a partir de 2026)
- **TAP continúa trabajando en el Market Test 2023**, y prevé el lanzamiento de la fase vinculante a finales de 2024
- En el año 2024 Enagás ocupará la **presidencia del Consejo de Administración de TAP**

1.3 Resultados financieros: Sociedades participadas

Perú

TGP

- Activo clave para la seguridad de suministro de Perú
- 100% de disponibilidad

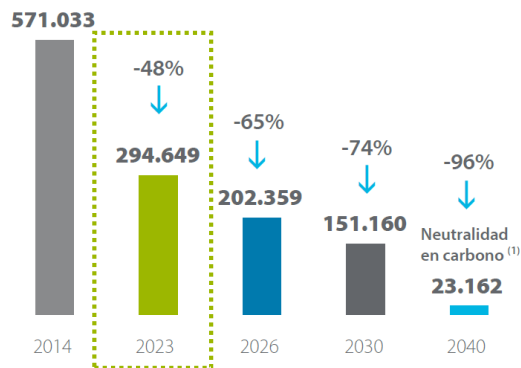
GSP

- De acuerdo con lo comunicado por el Tribunal Arbitral, el laudo que pondrá fin al procedimiento arbitral se dictará antes del final del primer semestre de 2024.

1.3 Resultados financieros: Posicionamiento ESG

Enagás continúa avanzando en la descarbonización de la cadena de valor y de sus operaciones directas, en línea con su compromiso de neutralidad en carbono en 2040.

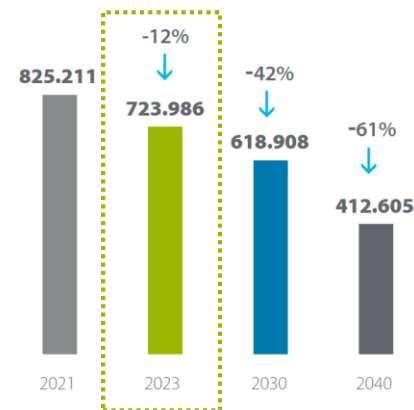
Objetivos de reducción de emisiones de alcance 1 y 2 (t CO₂e)



(1) En 2040 se alcanza la neutralidad en carbono con 23.162 toneladas de CO₂e compensadas con proyectos de soluciones basadas en la naturaleza (reforestación).



Objetivos de reducción de emisiones indirectas (alcance 3) (t CO₂e) ⁽¹⁾



(1) Objetivos correspondientes al 100% de las emisiones indirectas de alcance 3 entre las que se incluyen como más significativas las emisiones derivadas de las entradas y salidas del gas natural a nuestra red de infraestructuras, las emisiones de nuestras sociedades participadas, así como de nuestros principales proveedores (categorías del GHG Protocol: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9, 11, 15).

1.3 Resultados financieros: Posicionamiento ESG

Nuestros compromisos y avances en los ámbitos de sostenibilidad, publicados en el Informe Anual de Enagás, nos permiten mantener nuestra posición de liderazgo en los principales ratings ESG

Ratings ESG	Puntuación	Posición relativa	
<p>Member of Dow Jones Sustainability Indices Powered by the S&P Global CSA</p>	S&P Global (CSA)	85/100	Top 5% Gas Utilities
<p>FTSE4Good</p>	FTSE Russell	4.5/5	Líder Oil & Gas pipelines
<p>MSCI ESG RATINGS AA ISSUE ACTION DATE: OCTOBER 01, 2022</p>	MSCI	AA (7.3/10)	Top 38% Utilities
<p>Corporate ESG Performance ISS ESG Prime</p>	ISS - ESG	B- (65.46/100)	2º Decil Gas & Electricity Network Operators
<p>SUSTAINALYTICS</p>	Sustainalytics ESG Risk Rating	14.9 Low Risk ¹	3º Gas Utilities
<p>Bloomberg Gender Equality Index 2023</p>	Bloomberg Gender Equality Index	87.6/100	Líder Utilities
<p>Enagás Top 20 globally for gender equality in 2022 EQUILEAP</p>	Equileap	71%	Top 20 global
<p>CDP Climate Change A LIST 2023 CLIMATE</p>	CDP Cambio Climático	A	CDP CC A List 2023



Informe Anual 2023
elaborado:

- Cumpliendo con la **Ley 11/2018 de información no financiera y diversidad** y la **Taxonomía Europea de actividades sostenibles**.
- De conformidad con los principales estándares y marcos de reporte **GRI, SASB, TCFD y TNFD**.
- **Sistema de Control Interno de la Información No Financiera**.

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

02

**Avances en la ejecución
del Plan Estratégico
2022-2030**

2.1 Avances en la ejecución del plan estratégico 2022 – 2030

Los hitos alcanzados en el año están alineados con los ejes establecidos en el Plan Estratégico 2022 – 2030

Principales ejes del Plan Estratégico 2022-2030



Seguridad de suministro e inversiones: foco en España y Europa



Implementación del plan de eficiencia y control de gastos operativos y financieros



Avances en la transición energética y en el calendario del hidrógeno

2.2 Seguridad de suministro e inversiones

Foco en España y Europa



Seguridad de
suministro

2 DE FEBRERO

La filial de Enagás, Scale Gas, y Knutsen inauguraron barco de suministro de GNL

28 DE MARZO

Puesta en marcha de la expedición de Garantías de Origen para los gases renovables por parte de Enagás GTS

1 DE JUNIO

Incorporación de Enagás como socio industrial y accionista a Hanseatic Energy Hub en Stade, Alemania

28 DE JULIO

La planta de GNL de El Musel recibe el acta de puesta en servicio definitiva

19 DE SEPTIEMBRE

Segundo barco *small scale / bunkering* puesto en operación



Rotación de
activos

27 DE ENERO

Acuerdo de adquisición de un 4% adicional en TAP

28 DE FEBRERO

Acuerdo de adquisición red de gasoductos de Reganosa
Venta 25% de El Musel a Reganosa

26 DE ABRIL

Cierre de la venta del gasoducto de Morelos en México

29 DE SEPTIEMBRE

Cierre de la operación en la que Enagás adquiere la red de gasoductos de Reganosa y ésta el 25% de la Planta de El Musel, que pasa a denominarse Musel E-Hub

Priorización de inversiones en activos regulados en España y Europa contribuyendo a la garantía del suministro energético y transición energética

Estrategia de rotación de activos *non core* para mejorar el perfil de riesgo de Enagás y fortalecer el balance de la compañía para las oportunidades estratégicas

2.3 Implementación del Plan de Eficiencia

Plan de Eficiencia



Control de gastos operativos

- **Intensificación del Plan de Eficiencia para minimizar el impacto de la inflación en los costes gestionables**
- **Gastos operativos recurrentes de 2023 en línea con 2022**
- **Enagás mantiene su compromiso de crecimiento máximo anual de los gastos de explotación recurrentes de ~1% TACC en el periodo 2022-2026**
- **Firma del Convenio Colectivo (2023 – 2026) compatible con los objetivos establecidas en el Plan Estratégico**

Control de gastos financieros

- **Sólida estructura financiera y alta posición de liquidez (3.309M€ a 31 de diciembre de 2023)**
- **Resultado financiero asociado a la deuda neta prácticamente en línea con 2022**
- **Coste financiero de la deuda bruta: 2,6%**
- **FFO/DN ajustado: por encima del 14% requerido por las agencias de rating**
- **Emisión de bono en enero de 2024 por importe de 600M€ con vencimiento en 2034 y cupón anual del 3,625%**

2.4 Avances en la transición energética

2023 un gran año del hidrógeno renovable



19 DE ENERO

Primer Día del
Hidrógeno de Enagás

24 DE ENERO

Lanzamiento de la
plataforma **Garantías
de Origen**
para los gases
renovables

28 DE JUNIO

Actualización
PNIEC

14 DE SEPTIEMBRE

Lanzamiento
proceso Call for
Interest

18 DE OCTUBRE

Presentación
H2Med en Berlín
El operador alemán
OGE se suma a
Enagás, GRTgaz,
REN y Teréga como
promotor de H2Med

28 DE NOVIEMBRE

Lista europea PCI:
inclusión del H2Med
e Infraestructura española
de hidrógeno

Acuerdo Directiva de H₂
y Gas Descarbonizado

8 DE DICIEMBRE

Acuerdo
Reglamento
Europeo
de H₂ y Gas
Descarbonizado



Presidencia Española del Consejo de la UE

27 DE DICIEMBRE

Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre:
Enagás, gestor provisional de la red troncal de hidrógeno

31 DE ENERO 2024

II Día del Hidrógeno
de Enagás

2 DE FEBRERO 2024

Anuncio de adjudicación de los
estudios de ingeniería
preliminares de H2Med

03

Enagás

HTNO



3.1 Gestor provisional de la red troncal de hidrógeno

Enagás gestor provisional de la infraestructura troncal de hidrógeno HTNO

Según Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre,
y en línea con el modelo seguido en otros países europeos, Enagás como HTNO
provisional:



Remitirá a la DGPEyM, en un plazo de cuatro meses, una **propuesta de desarrollo de la infraestructura troncal de hidrógeno**, no vinculante, con un horizonte de diez años (29 de abril)



Actuará como **representantes en la creación de la Red Europea de Gestores de Redes de Hidrógeno (ENNOH)**



Podrá ejercer las **funciones de desarrollo de la red troncal de hidrógeno en el ámbito de los proyectos de interés común europeo (PCI)**, provisionalmente, mediante personas jurídicas separadas horizontalmente

3.2 Resultado de la *Call for Interest*

Resultado de la *Call for Interest* de infraestructuras de hidrógeno

Escenario 2030

Call for Interest

(Selección de proyectos con mayor madurez¹
incluyendo exportaciones y descontados
autoconsumos)

≈ 2,5 Mt/a
producción

≈ 23,3 GW
electrólisis

≈ 1 Mt/a
consumo nacional

Alta participación y apoyo de todo el sector

206 empresas



45% productor
40% consumidor
15% comercializador

650 proyectos



65% producción
20% consumo
15% comercialización



Alto interés mostrado también en
amoníaco y en CO₂

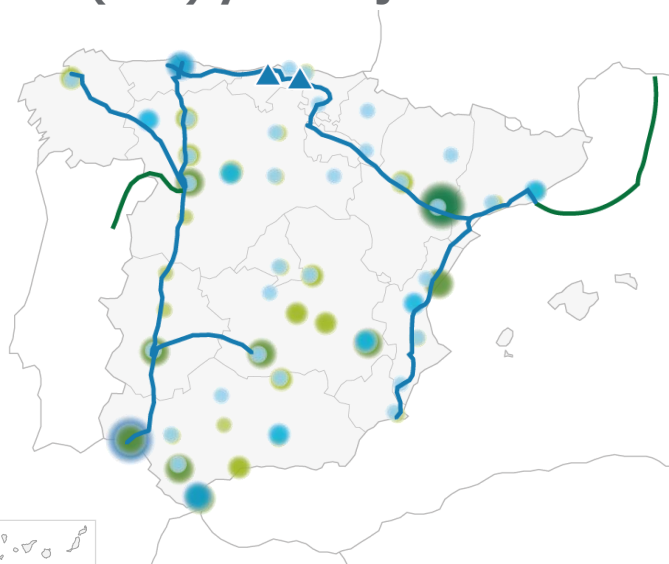
Proceso abierto, transparente y auditado

Nota: En las cifras presentadas no se incluyen importaciones desde Portugal.

¹ Se consideran proyectos maduros aquellos que, según la información aportada, cumplen uno o más de los siguientes requisitos: cuentan con contrato de Compra/venta de hidrógeno, están en fase de construcción o desarrollo o están en tramitación con sociedades promotoras constituidas.

3.3 Escenario de referencia de la *Call for Interest*

Los resultados de la *Call for Interest* realizada por Enagás confirman las infraestructuras de transporte de hidrógeno presentadas a Proyectos de Interés Común (PCI) y los objetivos del PNIEC



- Puntos de agregación de producción
- Puntos de agregación de consumo

- ▲ Almacenamientos subterráneos
- Infraestructura española de hidrógeno 2030 (presentada a PCI)
- H2Med

Inversiones presentadas a PCIs:

Infraestructura española de hidrógeno

Infraestructura española de hidrógeno 2030	3.700 M€
Almacenamientos subterráneos	1.200 M€
Inversión total bruta	4.900 M€

H2Med

Inversión total proyecto	2.500 M€
Estimación inversión total bruta en España (~40%)	1.000 M€

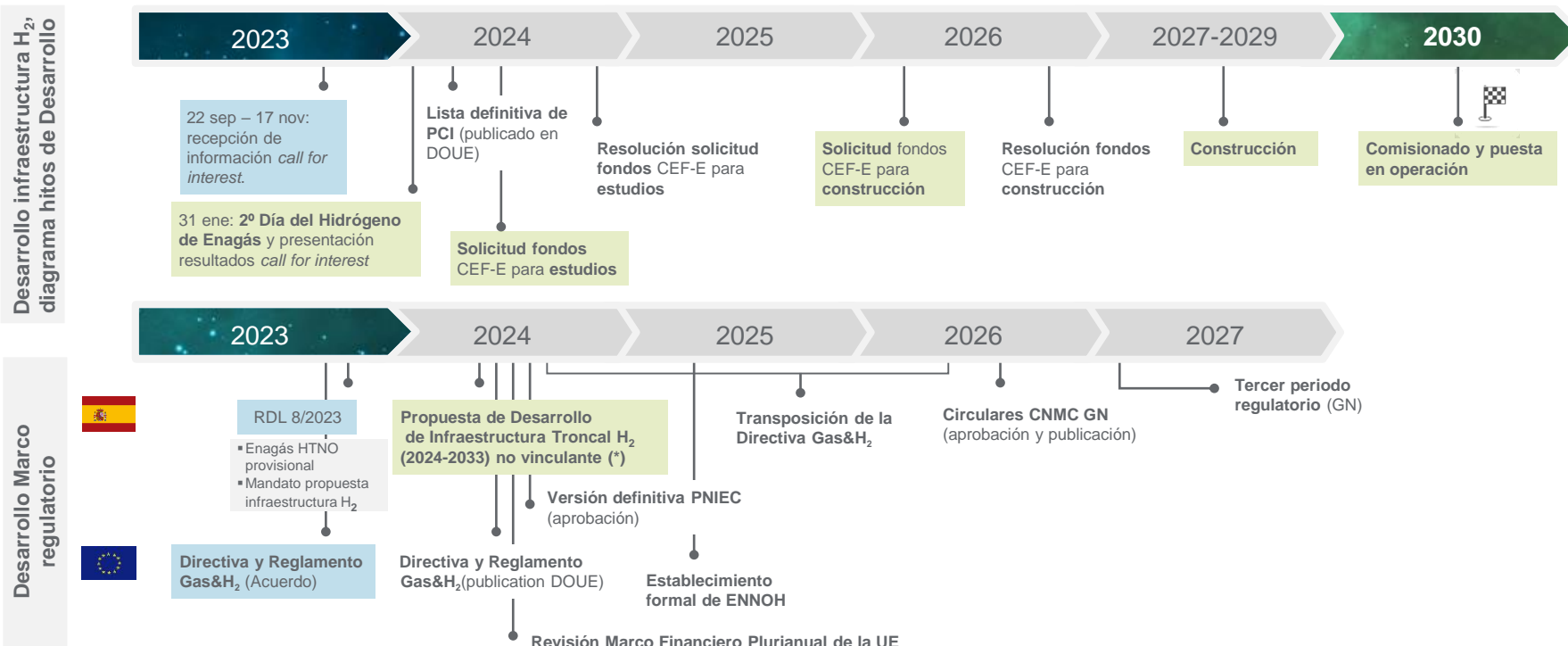
Estimación inversión total bruta en España

5.900 M€

En estas cifras de inversión no están incluidos posibles nuevos tramos adicionales. La **inversión definitiva** será la resultante del diseño de la Red Troncal Española de Hidrógeno que se defina en la Planificación vinculante del Gobierno.

3.5 Calendario

Infraestructura hidrógeno: calendario de actuaciones hasta 2030



(*) Próximos pasos a definir por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

04

From maturity to growth

Plan inversiones H₂

4.1 Actualización de la inversión

Los resultados de la *Call for Interest* ratifican las inversiones enviadas a la lista de PCIs europeos

Avanzando hacia una **Planificación vinculante de infraestructuras de hidrógeno**

Mapa de las infraestructuras de hidrógeno en España

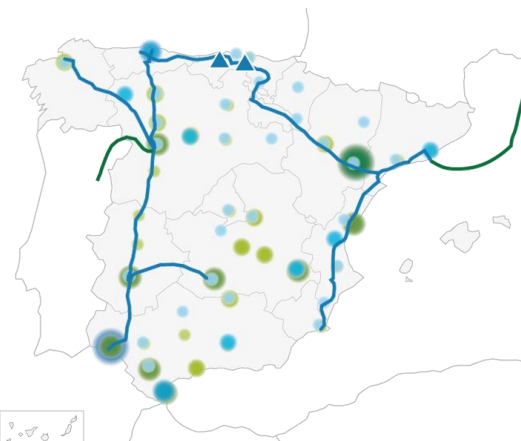
Julio 2022
(Plan Estratégico 2022 – 2030)



Inversiones preliminares en base a un modelo negociado de proyectos de transporte con *offtakers*

(1) La lista de proyectos presentados a PCIs incluye el Guitiriz - Zamora

Febrero 2024
(Resultado de las *Call for interest*)

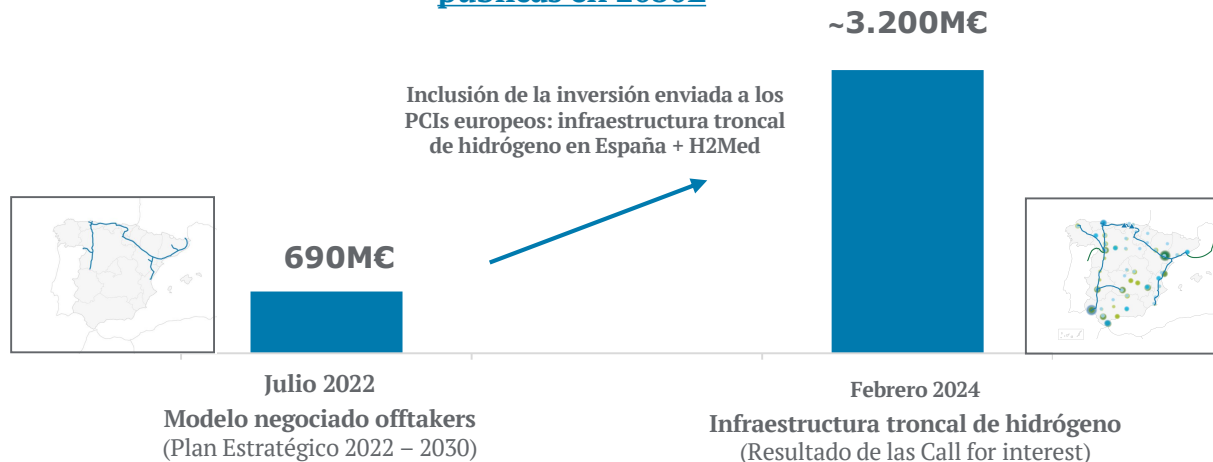


Inversiones presentadas a los PCI¹ y alineadas con lo contemplado en actualización PNIEC 2023, clave para la industria del país y con un gran impacto socioeconómico

4.1 Actualización de la inversión

Fuerte incremento de las inversiones en hidrógeno de Enagás a partir de 2026: *from maturity to growth*

Evolución estimada de inversión H₂ neta de ayudas públicas en 2030E



Nota: La intensidad de las ayudas públicas considerada es del ~40%
En BarMar se ha considerado una estructura de capital: 60% deuda, 40% Equity

4.2 Refuerzo del balance

Reforzando el balance para el crecimiento futuro de Enagás

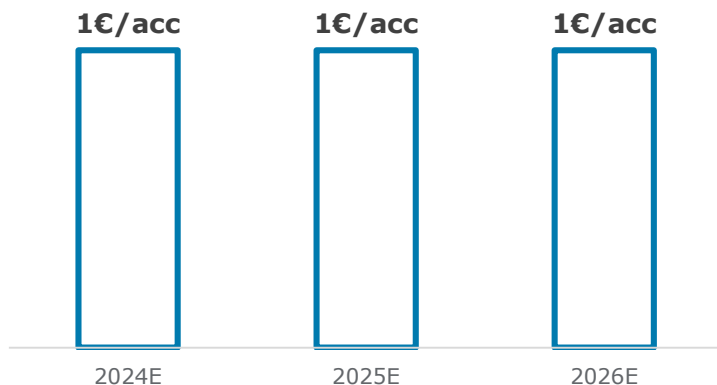
- **Enagás**, en tanto que TSO, ha sido designado como **gestor provisional de la red troncal de hidrógeno**, según el Real Decreto-ley 8/2023 de 27 de diciembre, y enviará a la Dirección General de Política Energética y Minas **una propuesta de desarrollo de infraestructura troncal de hidrógeno para España** con un horizonte de diez años (2033), antes del 29 de abril, que será el **primer paso para el desarrollo de una Planificación vinculante por parte del Gobierno de España**
- Podrá ejercer las **funciones de desarrollo de la red troncal de hidrógeno en el ámbito de los proyectos de interés común europeo** (PCI), provisionalmente, mediante personas jurídicas separadas horizontalmente
- Para cumplir con lo establecido en el RDL ley 8/2023, de 27 de diciembre y acometer con garantías la inversión que el Gobierno de España incluirá en la planificación vinculante, **Enagás debe reforzar su balance.**
- Para ello, la compañía ha establecido las siguientes líneas de actuación:
 - Mantener el **foco en eficiencia en gastos operativos y financieros**
 - Continuar con la **política de rotación de activos**, en línea con lo establecido en el Plan Estratégico 2022 – 2030
 - **Adecuar la estructura de capital**, estableciendo una **política de dividendo, de acuerdo a los flujos de caja de la compañía, sostenible a futuro y alineada con compañías comparables**
- Dicha estructura de capital es **compatible con el esfuerzo inversor previsto por la compañía** y los requerimientos de las agencias crediticias para **mantener el rating BBB**

4.3 Nueva estructura de capital

Política de dividendo 2024 – 2026 compatible con el plan de inversiones de H₂

Dividendo 2023: 1,74€/acc

Evolución del dividendo



Nota: Política de dividendo aprobada por el Consejo de Administración de Enagás en su reunión del día 19 de febrero de 2024

01. Dividendo sostenible

- **Visibilidad del FFO:** Alta predictibilidad de los flujos de caja (Marco regulatorio estable y alta visibilidad del dividendo de filiales internacionales)
- **Cash Flow:** ~40% del FFO medio estimado en el período 2024 – 2026
- **P&L:** ~90% del BDI medio estimado en el período 2024 – 2026 ajustado por el PPA
- **Sostenibilidad a futuro:** Importancia de la estabilidad en los flujos de caja del negocio tradicional de la compañía a partir de 2026

02. Refuerzo de la estructura de balance y compatible con el plan de inversiones futuro en hidrógeno

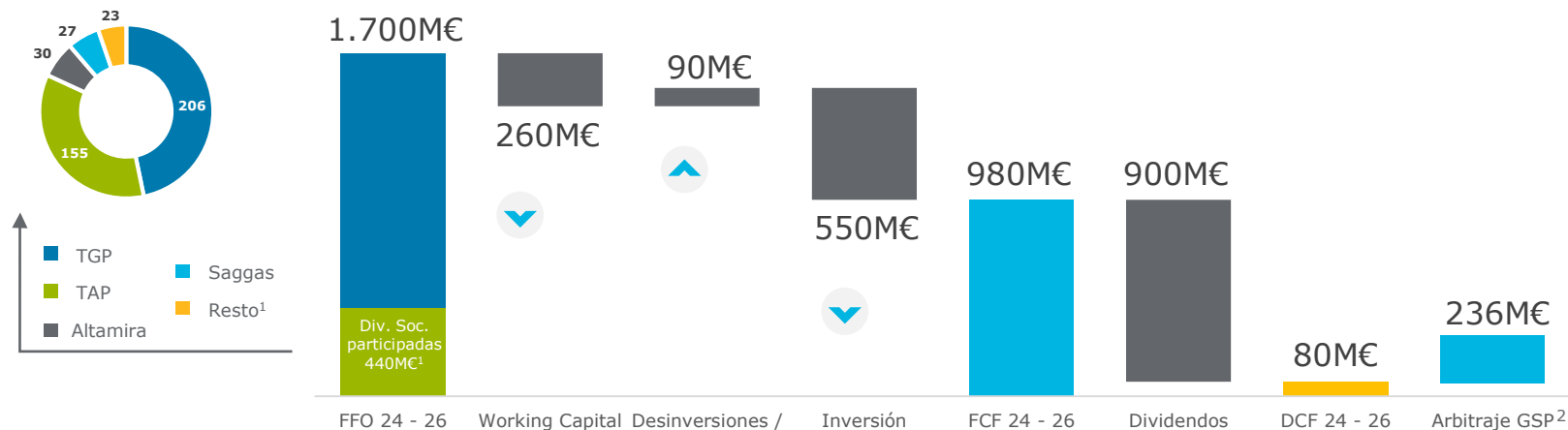
- Compatible con el plan de inversiones de la infraestructura troncal de hidrógeno asociado a los proyectos PCIs
- Dividendo compatible con una estructura de balance sólida y óptima, compatible con los requisitos de las agencias crediticias para mantener el rating en BBB

03. Alineado con compañías comparables

- Dividendo alineado con compañías comparables nacionales e internacionales
- Atractiva rentabilidad por dividendo

4.4 Actualización Cash Flow 2024 - 2026

Sólida generación de Cash Flow compatible con: Rating BBB, futuras inversiones en H₂ y sostenibilidad del dividendo a futuro



Deuda neta 2023 **3,3Bn€**
 Coste Deuda Bruta **2,6%**
 Deuda tipo fijo superior al **80%**

Deuda neta 2026³ **~3,4Bn€**
 Coste Deuda Bruta **2,8%**
 Deuda tipo fijo superior al **80%**

Deuda neta 2026³ esperada en julio 2022 en nuestro PE **~4,4Bn€**

Refuerzo de balance para acometer la inversión en infraestructuras de hidrógeno a partir del año 2027:

Con las nuevas hipótesis presentadas, y tras dos años de ejecución del Plan Estratégico, la compañía va a generar ~1.000 millones de euros de DCF en el periodo 2022-2026, adicionales a lo que preveíamos en nuestro Plan Estratégico de julio de 2022

(1) No se ha considerado dividendo de TGE en el periodo 2024-2026 para priorizar la financiación de los proyectos de crecimiento
 (2) En cuanto a GSP, se considera que el laudo arbitral es favorable y se mantiene el derecho de cobro por el 100%
 (3) Deuda neta 2026 sin considerar la entrada de caja por GSP

4.5 Hitos esperados en el primer semestre 2024

Próximos hitos esperados en 2024

Avance de las infraestructuras de H₂ en España y Europa

- Lista definitiva de PCI, publicado en DOUE (Diario Oficial de la Unión Europea)
- Solicitud fondos CEF-E para estudios
- Resolución solicitud fondos CEF-E para estudios
- Propuesta de Desarrollo de Infraestructura Troncal H₂ (2024-2033) no vinculante*

Desarrollo del Marco Regulatorio

- Directiva y Reglamento Gas&H₂ (publicación DOUE)
- Inicio del proceso de trasposición por parte del Gobierno de España de la Directiva y Reglamento de Gas&H₂, estableciendo las bases del mercado regulado de hidrógeno en España
- Versión definitiva PNIEC (aprobación)

Otros

- Laudo GSP
- Avance de la política de rotación de activos
- Mayor visibilidad en otros segmentos del negocio CO₂ y Amoniacó
- Avances en los negocios no regulados (small scale, bunkering, Enagás Renewable, etc.)

La estructura de capital definida por Enagás es compatible con los diversos escenarios considerados

La compañía actualizará su Plan Estratégico en el año 2024

05

Objetivos 2024 y

Conclusiones

Objetivos 2024

- Beneficio después de impuestos

260M€ - 270M€¹

- EBITDA

750 - 760M€

- Deuda Neta

~ 3.400M€

- Estructura financiera

**FFO/DN > 14%
compatible con rating
crediticio BBB**

- Dividendo

1,00 euros/acción

(1): Se mantienen las hipótesis establecidas para el laudo de GSP en base a las consideraciones de los asesores legales
Nota: Tipo de cambio utilizado para el cálculo del presupuesto 1€=1,0817 USD

Conclusiones

- **Alto grado de ejecución del Plan Estratégico 2022 – 2030 y consecución** de todos los **objetivos** marcados para el año 2023

-
- Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre: **Enagás, gestor provisional de la red troncal de hidrógeno**

-
- Los resultados de la **Call For Interest** realizada por Enagás **respaldan las inversiones en la infraestructura troncal de hidrógeno presentadas a Proyectos de Interés Común (PCI): 5.900M€** y los **objetivos del PNIEC**

- **Refuerzo del balance para acometer las inversiones en hidrógeno previstas de Enagás a partir de 2026 (~3.200M€)**

-
- **Dividendo sostenible, alineado con comparables y compatible con el plan de inversiones de H₂**

-
- **Los objetivos establecidos para 2024 superan las expectativas del consenso de mercado y del Plan Estratégico 2022 - 2030**

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

20 Febrero 2024

