



RESULTADOS 2024

Actualización estratégica 2025-2030

Febrero 2025

01 Resultados 2024 y
objetivos 2025

02 Alta ejecución del
Plan Estratégico

03 Contexto energético.
Infraestructuras de gas natural
para la transición energética

04 Consolidación del hidrógeno
verde como vector energético

05 Infraestructura energética para
un futuro descarbonizado y
catalizador de crecimiento

06 Proyecciones financieras

07 Compromiso ESG

08 Conclusiones

01

Resultados 2024 y objetivos 2025

Principales hitos en 2024 que refuerzan la estrategia

2024, año clave para Enagás con una mejora de perfil de riesgo de negocio de compañía y reducción significativa de nivel de apalancamiento



Cambio en estructura de capital

Política de dividendo sostenible y alineada con comparables



Venta de participación Tallgrass Energy

Desinversión acorde con prioridades estratégicas: Rotación de activos con foco en España y Europa



Resolución laudo GSP

El Tribunal da la razón a Enagás y se cierra un largo periodo de incertidumbre de siete años

Elimina incertidumbre para la recuperación de dividendos de TGP



Año de grandes avances para hidrógeno

H2med y primeros ejes de la Red Troncal de Hidrógeno de España, incluidos **en 1ª lista de Proyectos de Interés Común**

Enagás recibe el **mandato del Gobierno de España** para el desarrollo de los **proyectos PCIs**

Refuerzo del balance para acometer las inversiones de hidrógeno renovable a partir de 2027
Mejora del rating de Enagás a BBB+

Venta de participación en Tallgrass Energy por 1.100 M\$

Endeudamiento

- **Reducción significativa de deuda neta** (-1 Bn€)
- **Reducción de coste bruto** de deuda en 2026 de 40 pbs



Cuenta de resultados

- **Mejora de gasto financiero asociado a deuda en ~40 M€ anuales** (periodo 2025-2026)



Balance

- **Solidez de política de dividendos**, así como su sostenibilidad a largo plazo
- **Refuerzo del Balance para acometer Plan de Inversiones de Hidrógeno** a partir de 2027



Perfil de negocio

- **Mejora de perfil de riesgo de negocio**
- **Mejora de rating crediticio a BBB+** desde BBB, de S&P y Fitch



CIADI da la razón a Enagás en laudo GSP

Destaca que la compañía procedió como un tercero que actuó de buena fe y deja a salvo la reputación y honorabilidad de Enagás

- **Cierre de largo proceso de incertidumbre** de más de siete años desde que se produjera la terminación anticipada del contrato de GSP

- **CIADI da la razón a Enagás** (20/12/2024) y condena a Perú a pagar a la compañía **194 M\$¹** por violación de Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones, suscrito entre la República del Perú y el Reino de España (APPRI)

- **Otros importes no considerados** en laudo y que podrían suponer una potencial mejora al resultado del arbitraje:

- **~ 94 M\$² solicitud de rectificación** del laudo por posible error material en la cuantificación de la indemnización
- **~230 M\$ garantías bancarias y fiel cumplimiento. Potencial recuperación** a través de concurso de acreedores de GSP sujeto a arbitraje en CIADI

- **El Tribunal considera también 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**

Nota 1: Principal más intereses. La minusvalía por laudo de GSP (326,3MC) es fiscalmente deducible y tiene un impacto positivo de 80,6MC en impuesto de sociedades

Nota 2: El laudo no ha tenido en cuenta el porcentaje de participación de Enagás en GSP para el cálculo de los gastos asociados al mantenimiento de los bienes de la concesión durante el primer año e incumplimiento del calendario de inversiones

Contribución a la seguridad de suministro en España y Europa



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



Crecimiento sostenido de demanda industrial
(+4%)



Récord diario de demanda de los dos últimos años, **con 1.671 GWh/día** impulsado por demanda de gas para generación eléctrica (11 dic.)



Los períodos de baja generación de eólica y solar han sido cubiertos en más de un 85% por ciclos combinados para garantizar el suministro eléctrico (8-11 dic.)



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



100% de llenado de los AASS en agosto, superando obligaciones de llenado establecidas según normativa europea y nacional



España, primer país de UE en definir normas y procedimientos de detalle para seguimiento, control y autorización de cargas de buques realizadas en el Sistema, **para asegurar que el GNL recargado no procede de Rusia**

Evolución de la demanda de gas natural

El gas natural, imprescindible para la industria y garantizar el suministro eléctrico

+3,2%

Demanda convencional

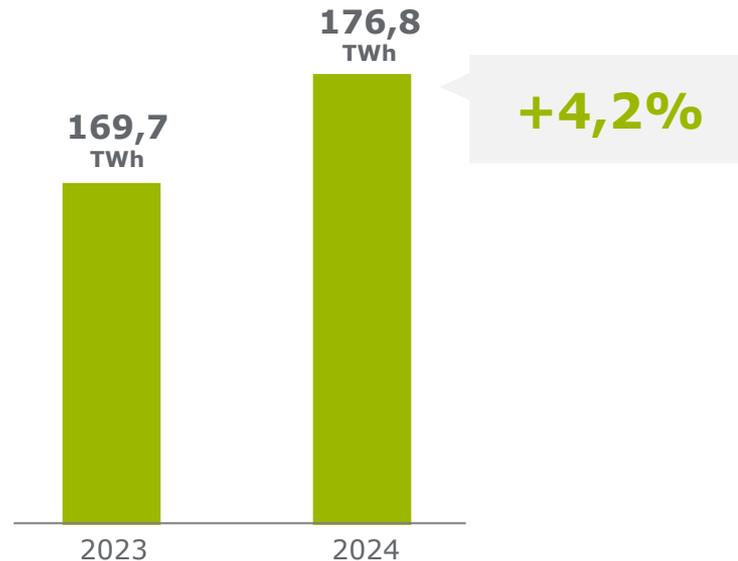
- **Mayor consumo industrial (+4,2%)** con crecimiento de demanda en sectores de refino, construcción y cogeneración

311,7 TWh

Demanda total de gas natural

-4,2%, debido a una menor demanda de gas para generación eléctrica (-21,9%) por el aumento de la generación renovable, principalmente hidráulica y solar

Demanda industrial



Resultados financieros por encima de los objetivos anuales

M€	2024	2023	Var. %
Ingresos totales	913,2	919,6	(0,7%)
Gastos de explotación	(338,4)	(338,8)	(0,1%)
Rdo. Sociedades Participadas	185,8¹	199,5 ¹	(6,8%)
EBITDA	760,7	780,3	(2,5%)
Amortizaciones	(292,6)	(271,2)	7,9%
PPA	(39,4)	(52,1)	(24,5%)
EBIT	428,7	456,9	(6,2%)
Resultado financiero	(58,9)	(82,5)	(28,6%)
Impuesto de sociedades	(59,2)	(73,6)	(19,6%)
Minoritarios	(0,6)	(0,5)	19,1%
BDI (sin impacto de no recurrentes)	310,1	300,3	3,2%
Impactos rotación activos y laudo GSP	(609,4) ²	42,2 ³	
BDI	(299,3)	342,5	



- **Impacto de marco regulatorio** en ingresos **compensado por incremento de otros ingresos regulados** (fundamentalmente COPEX, incremento REVU y otros)
- **Gastos operativos recurrentes por debajo de objetivo anual de crecimiento máximo (~ +1%)**, en línea con los de 2023
- **EBITDA por encima de objetivo del año (730/740M€)** por **efectividad de Plan de Eficiencia** en gastos y **buen comportamiento de Sociedades Participadas**



- **Mejora de resultado financiero**, por mayores ingresos asociados a la remuneración de la caja y reducción de deuda



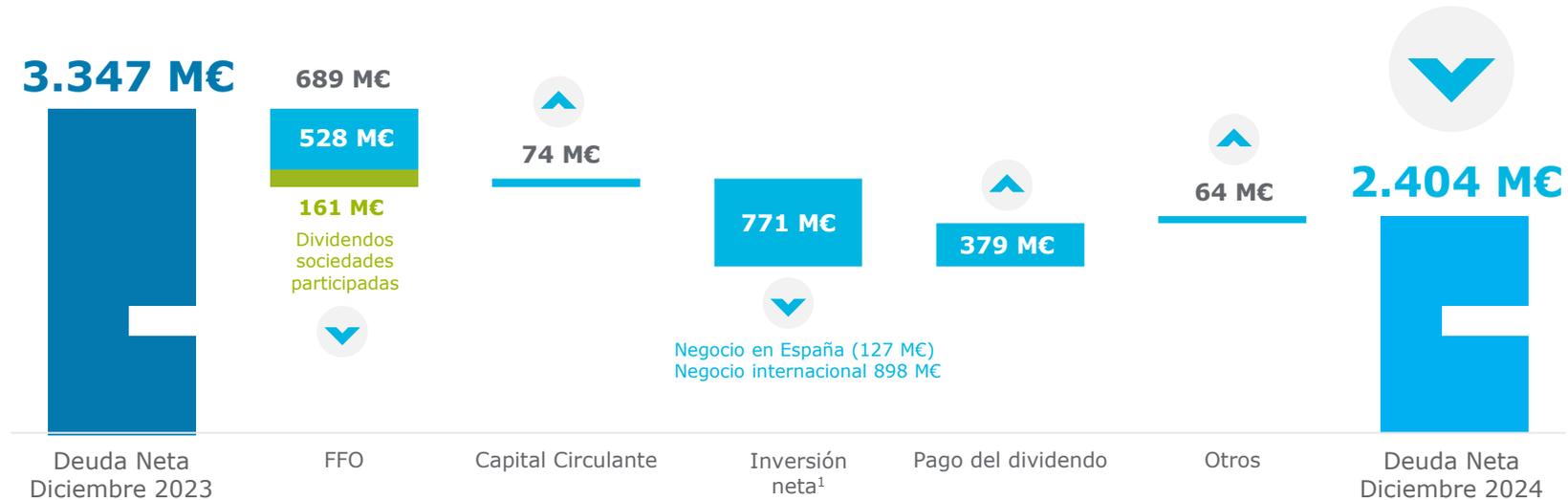
- **BDI por encima de rango alto de objetivo anual (270/280M€)**, excluyendo impacto de rotación de activos y laudo de GSP

Nota 1: Perímetro de consolidación diferente en 2023 y 2024, por rotación de activos

Nota 2: Minusvalía contable por venta de Tallgrass Energy que se desglosa en -356,2M€ de impacto en resultado financiero (que incluye 42M€ de diferencias de conversión) y -7,5M€ de impacto en impuesto de sociedades. Minusvalía por laudo de GSP que se desglosa en -326,3M€ de impacto en resultado financiero y 80,6M€ de impacto positivo en impuesto de sociedades

Nota 3: Plusvalía por cierre de venta de gasoducto Morelos que se desglosa en 46,7M€ de impacto en resultado financiero y -4,5M€ de impacto en impuesto de sociedades

Fuerte reducción de deuda neta y de gastos financieros tras venta de Tallgrass Energy



Nota 1: El importe de inversiones netas incluye desinversión en TGE e inversiones en infraestructuras nacionales y europeas (Stade). Del importe de precio de venta de Tallgrass Energy, 95M\$ están depositados en un fideicomiso hasta que IRS (Internal Revenue Service) –autoridad fiscal americana– emita certificado de exención del *withholding tax*, en el que se reconozca que Enagás Holding USA ha obtenido una pérdida con motivo de la venta de participación en Tallgrass Energy y por tanto no tiene obligaciones fiscales ante el fisco americano. El plazo estimado de obtención de dicho certificado es entre 6 y 12 meses desde el cierre de la operación.

Estructura financiera a cierre de 2024

Liquidez: 3.252M€

1.296 M€
Tesorería

1.550 M€
Club Deal
(vencimiento enero 2030)

407 M€
Líneas operativas
(vencimiento enero 2027-enero 2029)

Tipología de deuda



Coste financiero de deuda bruta: 2,6%
Más del **80%** de deuda a tipo fijo

Vencimientos de deuda (M€)¹



Apalancamiento (FFO/DN)

2024-2026 FFO / DN **>15%**

Ratings actuales

STANDARD
& POOR'S

BBB+

Fitch
Ratings

BBB+

Liderazgo en sostenibilidad y cumplimiento de objetivo de reducción de emisiones de CO₂

Liderazgo en principales índices de ESG

- 17 años consecutivos en el **"Dow Jones Best in Class Index"**¹
 - 2º posición en el sector *Gas Utilities* (puntuación 87/100)
- Calificación ESG más alta de su sector en el índice de sostenibilidad **FTSE4Good**
- Mejor calificación en el **"Índice Buen Gobierno Corporativo 2.0"** de AENOR por segundo año consecutivo
- Reconocimiento con la **máxima calificación 'Gold Standard' de OGMP2.0** (*Oil and Gas Methane Partnership*) por cuarto año consecutivo
- Presencia en la **"A list" del índice CDP (Carbon Disclosure Project) de Cambio Climático**

Reducción de emisiones

Toneladas de CO₂e



Nota1: Anteriormente conocido como Dow Jones Sustainability Index

Objetivos 2025



~265 M€

Beneficio después
de impuestos



~2,4 Bn€

Deuda Neta



~670 M€

EBITDA



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

Estructura financiera



1,00
euro/acción

Dividendo

02

Alta ejecución del Plan Estratégico

Ejecución de los tres pilares estratégicos

1. Seguridad de suministro y rotación de activos

- Disponibilidad de instalaciones y garantía de suministro del 100%
- Foco estratégico en España y Europa



2. Plan de eficiencia

- Plan de transformación
- Control exhaustivo de gastos operativos y financieros



3. Liderazgo en el desarrollo de hidrógeno renovable y otras moléculas relacionadas con la transición energética

- Descarbonización y lucha contra el cambio climático
- Crecimiento sostenible



100% de disponibilidad del Sistema Gasista

~ 10.000 M€ de ahorro en la factura energética nacional debido al diferencial de precios entre España y Europa (2022-2024)

Principales hitos 2022-2024



22 orígenes de suministro



Contratados
~ **2.200 slots de descarga**
y ~ **1.000 de carga**
hasta 2039



Consumo acumulado nacional superior a 1.000 TWh
(Equivalente a 1.000 buques metaneros)



Llenado de AASS al 100%,
4 meses antes de lo establecido
por Europa y España



Contribución a seguridad
de suministro de Europa:
177,6 TWh reexportados



Hasta 50% de la generación eléctrica en España producida por ciclos combinados,
en momentos de baja generación renovable o puntas de demanda
(récord histórico 13/07/2022 y récord anual 11/12/2024)

Demanda industrial

163,5
TWh

2022

176,8
TWh

2024

+8,1%

Mayor consumo industrial, con crecimiento de demanda en sectores de refino, químico-farmacéutico y cogeneración

Resiliencia del Sistema Gasista ante fenómenos meteorológicos adversos como la DANA de octubre de 2024 y evolución del mapa de riesgos incorporando los derivados del cambio climático

Foco estratégico en España y Europa

Desinversiones

EE.UU.

Desinversión 29/07/24
Tallgrass Energy LP (30,2%)
Precio venta: 1,0 Bn€

Morelos

Desinversión 25/04/23
Participación: 50%
Precio venta: 87 M€

Soto La Marina

Desinversión 27/06/24
Participación¹: 50%
Precio venta: 16 M€

GNL Quintero

Desinversión 28/03/22
Participación: 45,4%
Precio venta: 601 M€

Inversiones

Hanseatic Energy Hub

(1ª planta terrestre de GNL en Alemania)

21/03/24

Participación: 15%
Inversión Enagás: 27 M€

TAP

27/01/23

Incremento de
participación del 16% al 20%
Inversión: 168 M€

Musel E-Hub

28/02/23

Puesta en marcha: jul-23
Entrada de Reganosa en
accionariado con un 25% (95 M€)
Participación actual Enagás: 75%

Reganosa

28/02/23

Adquisición de 130 km
gasoductos a
Reganosa
Inversión: 54 M€

Scale Gas

3 barcos
Inversión: 35M€

Principales indicadores 2022-2024

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

1.855 M€

FFO generado

-1.065 M€

Reducción deuda neta

~ +1%

Var. OPEX recurrentes

(vs. inflación media del periodo de +5,2%)

1.275 M€

Dividendos distribuidos a accionistas

BBB+

Mejora de rating crediticio de Standard & Poor's y Fitch

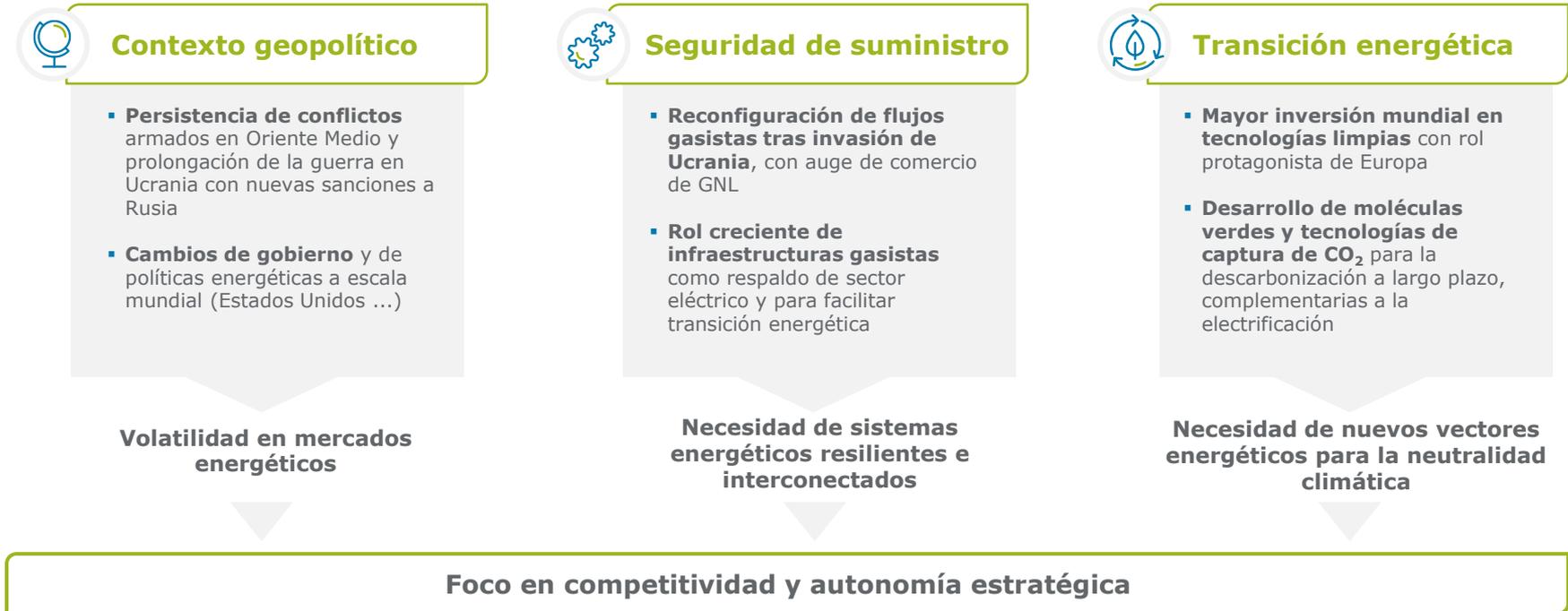
-34%

Mejora resultado financiero neto asociado a deuda

03

**Contexto energético.
Infraestructuras de gas
natural para la transición
energética**

Entorno de negocio con complejidad creciente

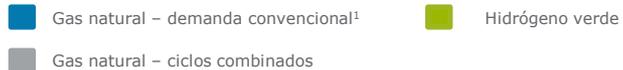
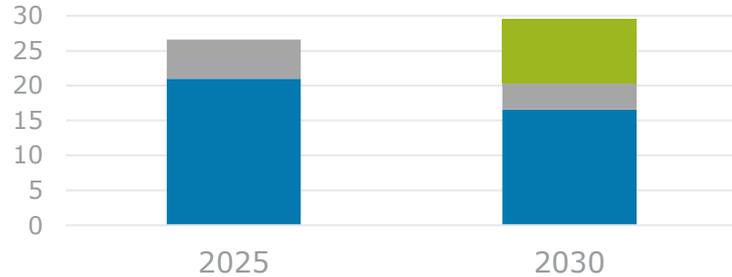


Rol clave de la infraestructura de gas natural en España

Mayor volumen futuro de gases energéticos con puntas crecientes de demanda de gas natural

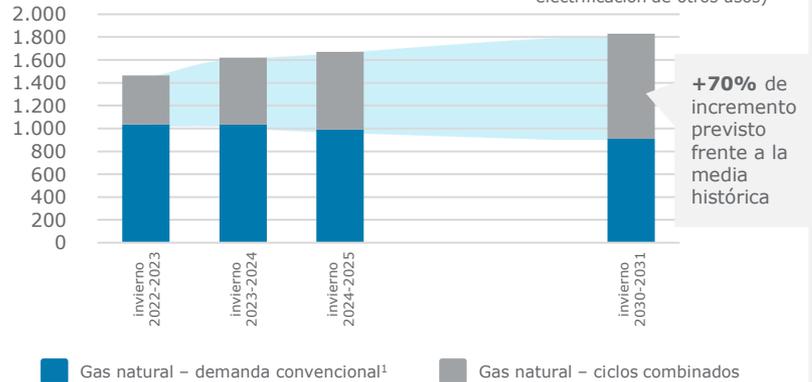
Incremento de volumen futuro de consumo de gases energéticos

bcm



Crecimiento de punta de demanda de gas natural

GWh/día



Las infraestructuras gasistas seguirán garantizando la competitividad y seguridad de suministro de la industria, facilitando la descarbonización mediante su conversión progresiva a hidrógeno

Papel fundamental de infraestructuras gasistas como respaldo al sistema eléctrico a través de **ciclos combinados, junto a otros mecanismos de almacenamiento de energía entre los que destaca el hidrógeno**, en un contexto de penetración creciente de generación renovable intermitente con plan de desmantelamiento nuclear y fuerte incremento de la demanda para **centros de datos** (2.500 MW a 2030 de potencia de centros de datos, según la Estrategia de IA 2024 del Gobierno)

Fuente: Elaboración interna en base al PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) 2023-2030

Nota 1: Demanda convencional incluye demanda industrial, residencial/comercial, cogeneración y transporte

Protagonismo de las plantas de GNL

Las plantas de GNL serán claves en el corto y medio plazo, con nuevos roles en la transición energética

Seguridad de suministro. Aportación de las plantas españolas



~30%
capacidad
regasificación UE



~40%
capacidad
almacenamiento en
tanques UE

Descarbonización transporte marítimo

GNL y bioGNL a corto y medio plazo y NH₃, metanol y GNL sintético a medio y largo plazo

- **x9 bunkering desde terminales de Enagás** (2022-2024)
- **84% bunkering** en España realizado **con barcos participados por Enagás** (2024)
- **España, pionera en oferta de bioGNL** gracias a **certificación de plantas de Huelva y Barcelona**

Descarbonización y eficiencia energética industria

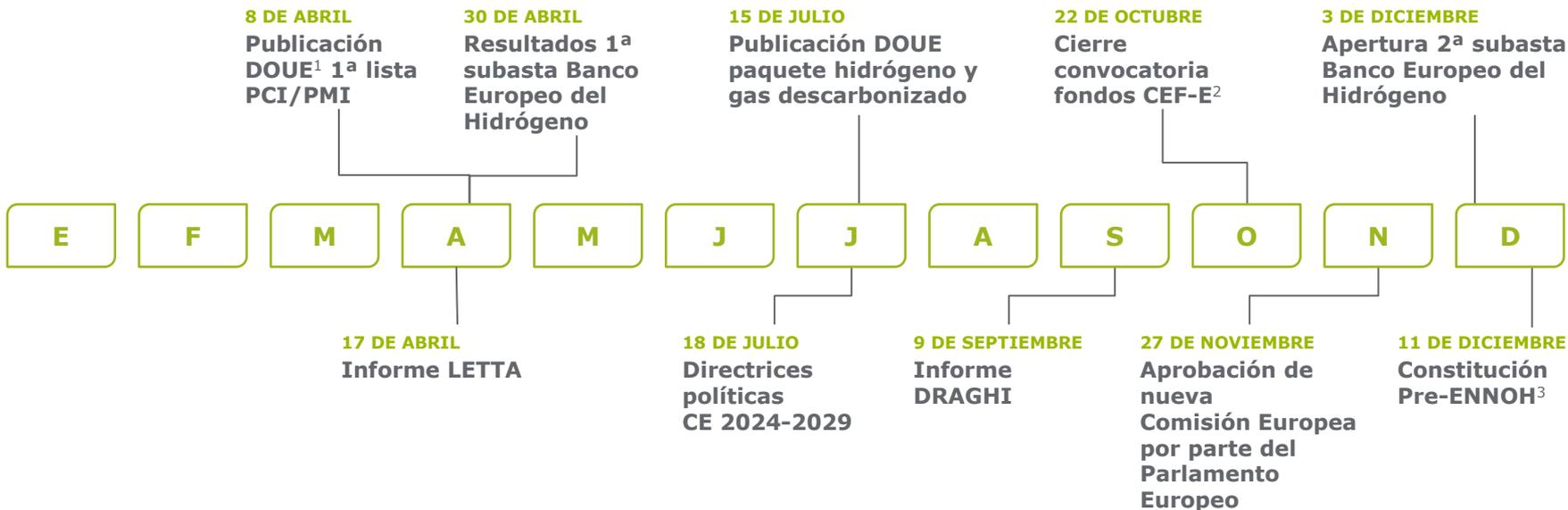
- **Barcelona, 1ª red mundial urbana con uso de frío residual de regasificación** como energía sostenible para sectores industrial, terciario y residencial (acuerdo Enagás, Veolia y Ayto. Barcelona)
- **Aprovechamiento de instalaciones y frío residual** de regasificación para desarrollo de cadena logística de CO₂

04

**Consolidación del
hidrógeno verde como
vector energético**

Europa confirma su apuesta por el hidrógeno en 2024

La nueva Comisión Europea refuerza el compromiso con el hidrógeno verde y sus infraestructuras como requisitos imprescindibles para la autonomía estratégica, descarbonización y competitividad



Nota1: Diario Oficial de la Unión Europea

Nota2: Fondos Connecting Europe Facility-Energy

Nota3: European Network of Network Operators for Hydrogen

Los Estados Miembros de la UE avanzan en el desarrollo del hidrógeno

48 Proyectos de infraestructuras

reconocidos como PCIs de hidrógeno en todos los Estados Miembros

~21.000 km

de infraestructuras de PCIs de hidrógeno

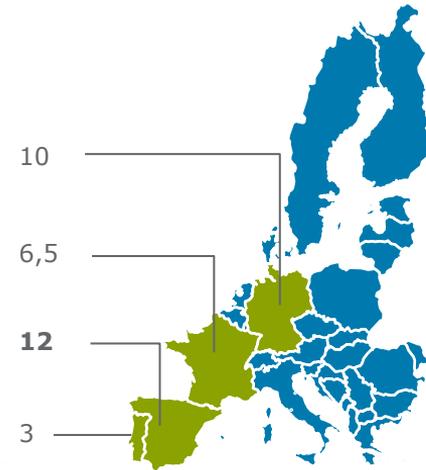
17 Estados Miembros

Ya han publicado sus PNIECs definitivos con objetivos de potencia de electrólisis (~52 GW)

~60.000 M€

de CAPEX en infraestructuras PCIs¹

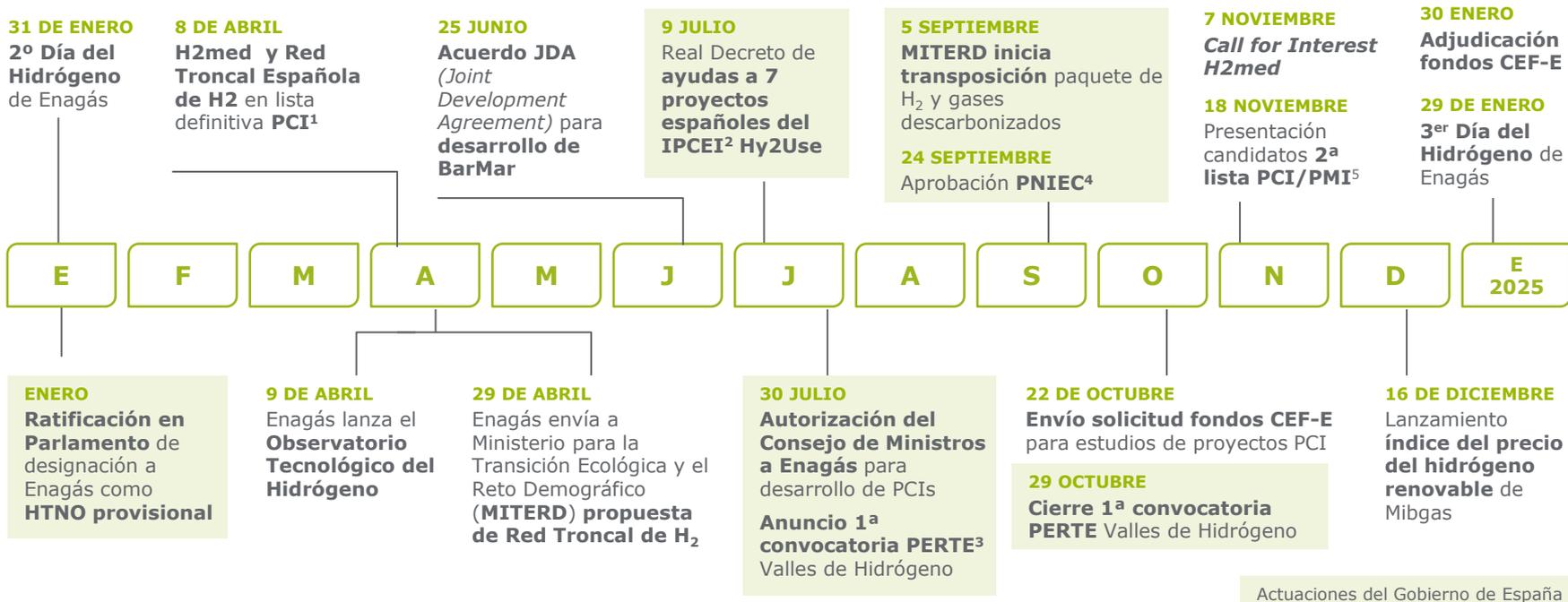
Capacidad de electrólisis en 2030 en el corredor H2med según PNIECs definitivos (GW)



Los países involucrados en H2med concentran **31,5 GW en 2030**

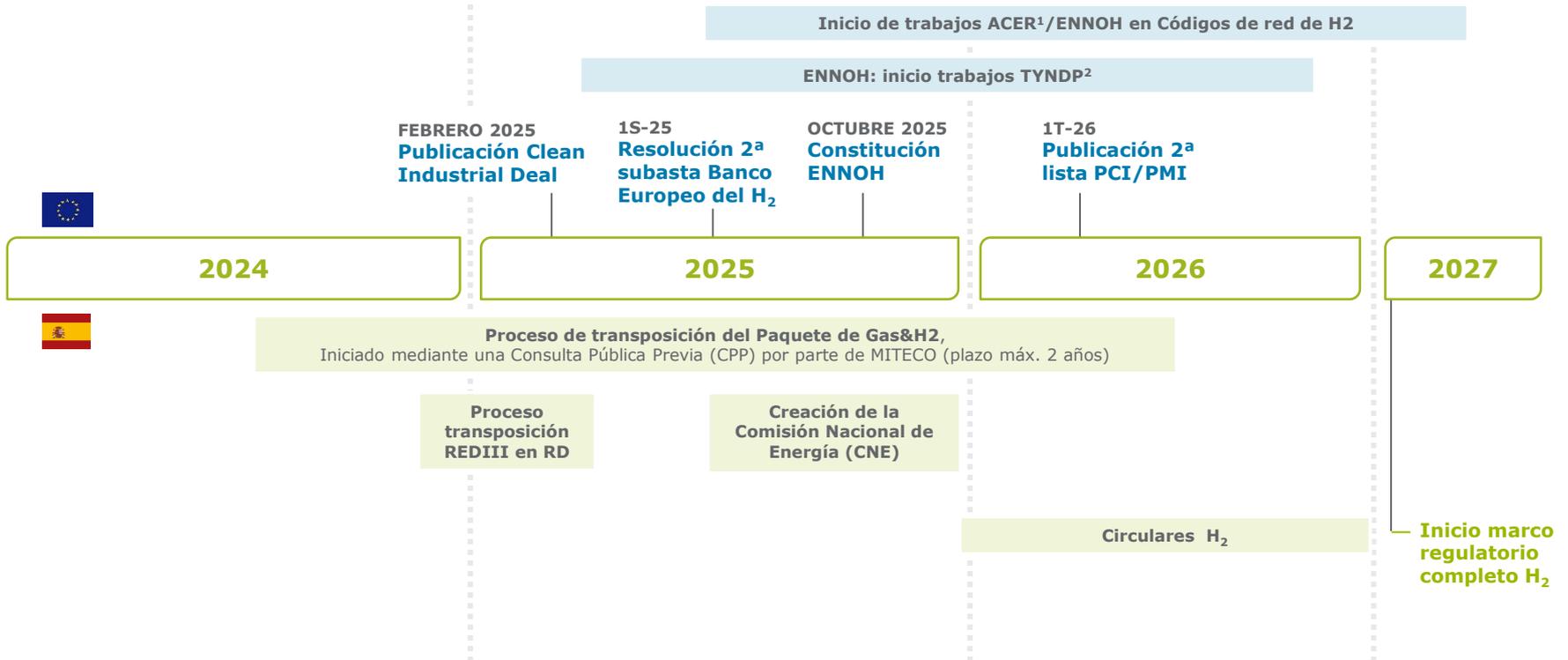
España y Enagás, a la cabeza de la transición energética en Europa

El PNIEC refuerza el liderazgo de España, uno de los primeros países en iniciar la transposición de la Directiva Europea de Hidrógeno y Gases Descarboxinados



Próximos hitos regulatorios en Europa y España

El hidrógeno renovable completará su marco regulatorio para 2027



Nota 1: Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía

Nota 2: Ten Year Network Development Plan

3er Día del Hidrógeno

Rotundo apoyo institucional e importantes avances empresariales



Pedro Sánchez

Presidente del Gobierno

“España es el epicentro mundial del hidrógeno verde más prometedor”

“Estamos muy ilusionados, apostando por proyectos como el H2med, que será solo una pieza de ese entramado de la red troncal del hidrógeno, el primer gran corredor continental de energía verde”



Teresa Ribera

Vicepresidenta Ejecutiva de Transición Limpia, Justa y Competitiva de la Comisión Europea

“El hidrógeno verde es clave para la estrategia europea de autonomía energética y de competitividad”

“H2med contribuirá a crear un ecosistema del hidrógeno cohesionado y eficiente a lo largo de todo el continente que conecte productores y consumidores”



Cani Fernández

Presidenta de la CNMC

“Se hace imprescindible un enfoque regulatorio flexible para ajustar el despliegue del hidrógeno renovable a la evolución del mercado y de las capacidades tecnológicas”

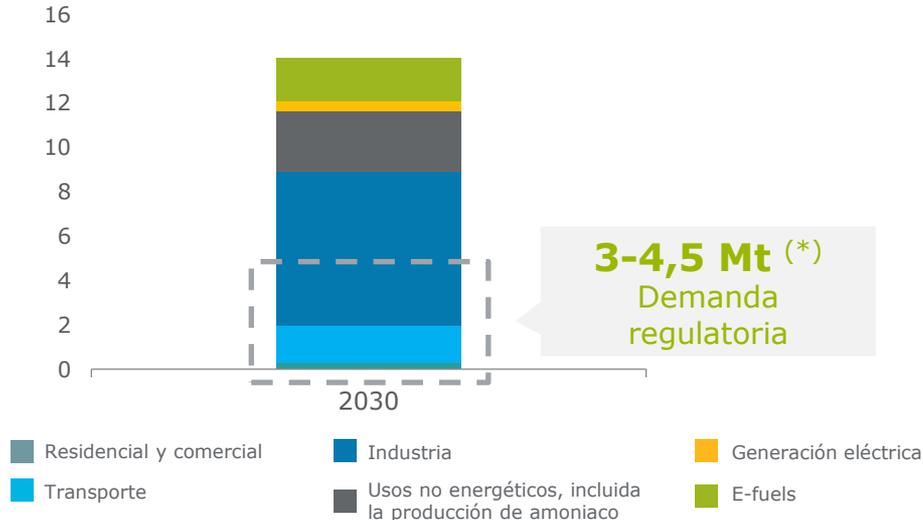
“España tiene que dejar de ser una isla energética y el hidrógeno es probablemente la mejor oportunidad que tenemos de reivindicarlo”

Las empresas participantes anunciaron importantes avances en sus proyectos

Demanda de hidrógeno en España y Europa en 2030

El último TYNDP anticipa una demanda de hidrógeno en 2030 en línea con los flujos previstos por REPowerEU a través de corredores europeos

Demanda de H₂ bajo en emisiones en UE27, por sector (Mt)



Los objetivos de demanda de H₂ renovable en **España** en 2030 según el PNIEC consisten en:

- Reemplazar el **74%** del actual consumo de **H₂ gris en la industria**
- Contribución de combustibles renovables de origen no biológico (RFNBOs) en el sector **transporte** del **3,56%**

0,8 Mt en 2030
Demanda prevista en España, según objetivos PNIEC

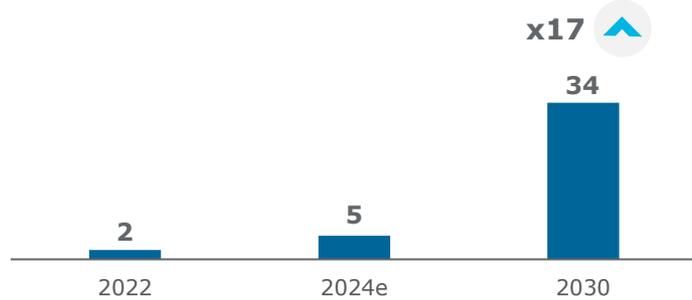
Fuente: Informe de escenarios del TYNDP 2024 (*Ten Year Network Development Plan*) elaborado por ENTSO-G y ENTSO-E y publicado en mayo-24. Escenario National Trends +, alineado con las políticas nacionales establecidas en los Planes de Energía y Clima 2030 (PNIECs)

Nota*: En base a REDIII y Reglamento *Refuel Aviation*

4.3 Desarrollo del mercado del hidrógeno renovable

Las capacidades industriales y las economías de escala impulsan la competitividad del hidrógeno renovable

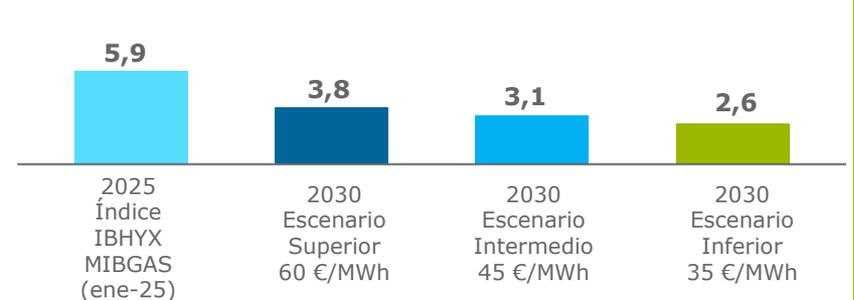
Evolución capacidad manufacturera de electrolizadores en Europa (GW/a)



Fuente: elaboración propia a partir del Global Hydrogen Review 2024 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

- El incremento de capacidad manufacturera en Europa impulsará **reducción de costes de producción**
- Capacidad manufacturera a nivel mundial en 2030:** China (30%), **Europa (20%)**, EEUU (15%)

Coste de producción de hidrógeno (LCOH)* actual y a 2030 en función de coste de electricidad (€/Kg)



Fuente: MIBGAS y elaboración propia.

- MIBGAS** lanza **el primer índice ibérico de H₂ renovable (IBHYX)**, con coste de producción en línea con primera Subasta de Banco Europeo de Hidrógeno (España, país más competitivo)

Nota: Índice ibérico del precio del hidrógeno renovable de MIBGAS (IBHYX) publicado para el 14/01/2025

Nota*: LCOH estimado asumiendo 5.000 HAE de producción, una mejora en la eficiencia del proceso alcanzando al 70% en 2030 y un CAPEX de electrólisis (electrolizador y sistemas auxiliares, así como los costes de ingeniería, adquisición de equipos y construcción ó EPC) de 800 €/kW en 2030, en línea las previsiones de la AIE. El OPEX se considera como el 2,2% del CAPEX

05

**Infraestructura
energética para un
futuro descarbonizado
y catalizador de
crecimiento**

Infraestructura troncal española imprescindible para la descarbonización y la competitividad



— Red troncal española 2030
 ▲ Almacenamiento North-1
 ▲ Almacenamiento North-2

Descripción proyecto PCI



2030

Fecha puesta en marcha red PCI



~2.600 km

(red PCI, ~21% tramos de gasoductos reutilizables)



2

Almacenamientos subterráneos



4.170 M€

Inversión bruta total

2024-2030:
inversión bruta **3.310 M€**

A partir de 2030:
inversión bruta **860 M€**
(almacenamientos subterráneos)



3

Estaciones de compresión

Presentada la propuesta de nuevos tramos a la 2ª lista PCI

Expansión de la red proyectada a partir de 2030 con incorporación de nuevos ejes



Infraestructura española de hidrógeno incluida en listado de PCI de la Comisión Europea, publicado el 8 de abril de 2024



Infraestructura española de hidrógeno presentada a convocatoria PCI de noviembre de 2024



H2med (incluido en listado PCI de Comisión Europea el 8 de abril de 2024)

- Basada en **resultados de Call for interest de Enagás (4T2023)**

- Permitirá conectar centros de producción y demanda reforzando el papel de la **Península Ibérica como hub europeo de hidrógeno verde**

- Capilaridad de la **Red Troncal de Hidrógeno de España contribuirá a competitividad y descarbonización** de la industria



1.480 Km



2.135 M€

Inversión bruta total estimada

1 Hidroducto Guitiriz-Zamora

2 Hidroducto Huelva-Algeciras

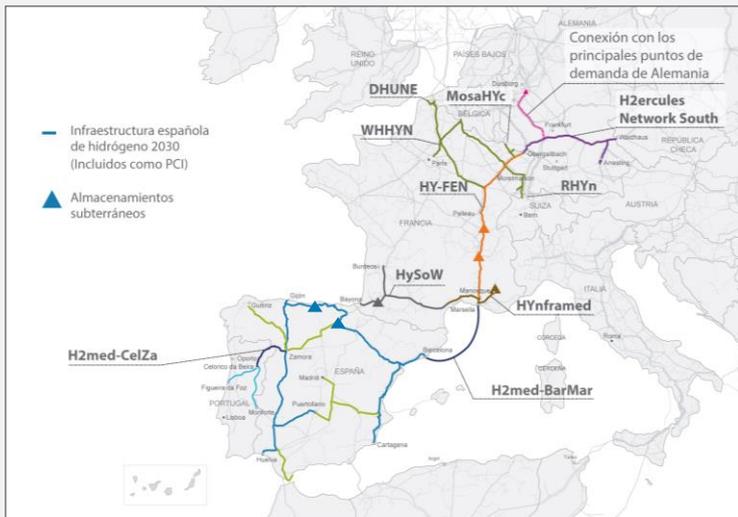
3 Hidroducto transversal de la Meseta Norte

4 Hidroducto transversal de la Meseta Sur, conectado con Madrid

Avance según calendario establecido para puesta en marcha en 2030



H2med, proyecto clave para la descarbonización y autonomía estratégica de Europa



Descripción proyecto PCI



703 km
de hidrodutos



A partir de 2030
Fecha puesta en marcha



2
Conexiones Internacionales:
CelZa y BarMar



1.165 M€¹
Inversión bruta Enagás
(24-30)
CelZa (lado español) **204M€**
BarMar (45% Enagás) **961M€**

H2med transportará el H₂ renovable más competitivo de Europa

Corredor de H₂ más avanzado de Europa

Transporte de H₂ renovable producido en Europa

H2med será el primer corredor paneuropeo de hidrógeno

Próximos pasos 2025



Otros hitos de H2med en 2025

- Adjudicación de Estudio de Impacto Ambiental de BarMar
- Adjudicación de Pre-FEED Fase I de la Estación de Compresión de BarMar
- Adjudicación de acuerdo marco de ingeniería básica de hidroductos y estaciones de compresión de CelZa
- Adjudicación y despliegue de PCPP de CelZa

Call for Interest H2med: alta participación y apoyo de todo el sector

168 compañías, 528 proyectos en un proceso abierto, transparente y no discriminatorio



Gran potencial de volúmenes de producción

Cubriendo hasta 20% de total de objetivos REPowerEU para 2030



Gran capacidad de exportación de la Península Ibérica

2 Mt en 2032 a través de H2med, consolidando los resultados de la consulta previa al mercado español



Países del norte de África muestran interés

A partir de 2040 para cubrir demanda europea de hidrógeno



Alemania: Importante consumo en oeste del país

Alcanza la mitad de capacidad de H2med en 2035



H2med contribuye en gran medida a satisfacer la demanda alemana prevista

Hasta 17-21 Mt/año en 2040 según Ministerio alemán de Economía y Asuntos Climáticos



Francia: Importantes volúmenes con un mercado nacional y exportaciones

Proyectos de consumo que incluyen producción nacional e importaciones de amoniaco

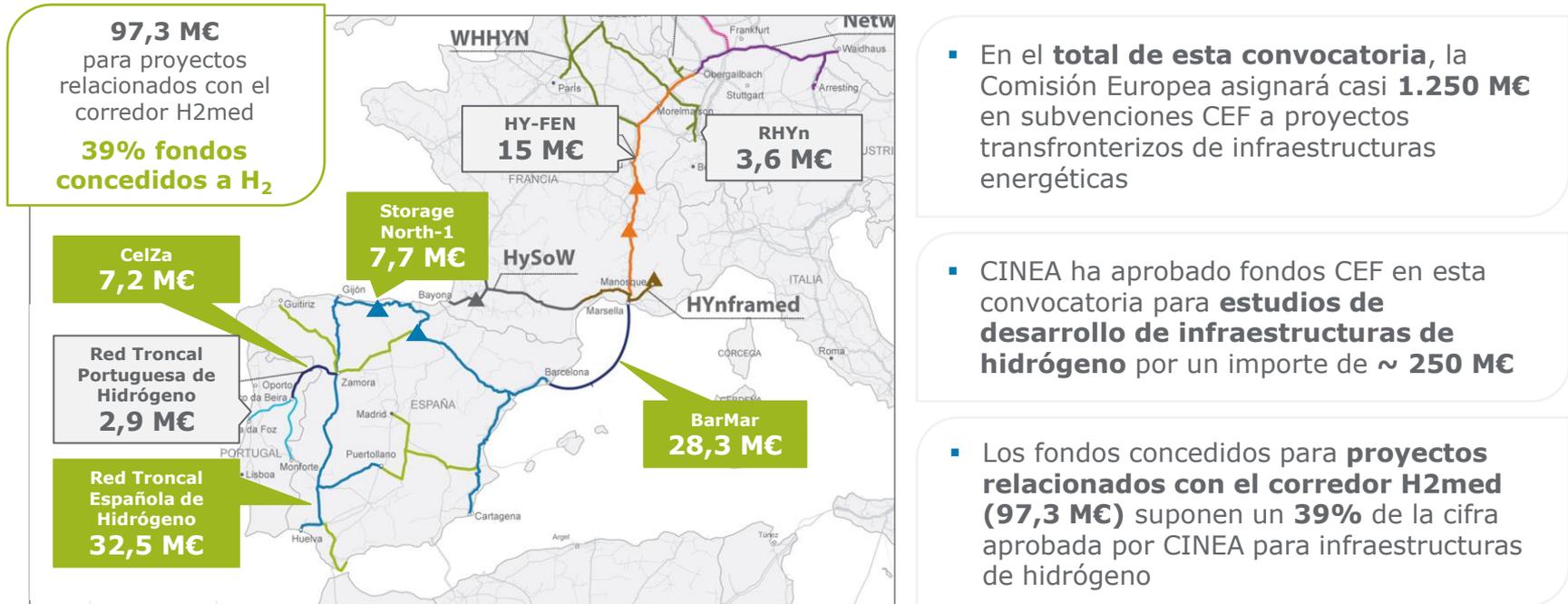


La plataforma Match-making apoya un mayor desarrollo del mercado

Más de 500 proyectos: buena base para alimentar dinámica de conexiones comerciales transfronterizas

La Red Troncal Española de Hidrógeno y H2Med reciben el 100% de los fondos europeos CEF solicitados a CINEA

Respaldo decisivo de la Comisión Europea a la infraestructura troncal española y H2med



- En el **total de esta convocatoria**, la Comisión Europea asignará casi **1.250 M€** en subvenciones CEF a proyectos transfronterizos de infraestructuras energéticas

- CINEA ha aprobado fondos CEF en esta convocatoria para **estudios de desarrollo de infraestructuras de hidrógeno** por un importe de **~ 250 M€**

- Los fondos concedidos para **proyectos relacionados con el corredor H2med (97,3 M€)** suponen un **39%** de la cifra aprobada por CINEA para infraestructuras de hidrógeno

Scale Green Energy: nueva sociedad para el desarrollo de otras infraestructuras y servicios para impulsar la descarbonización

CO₂

- **Descarbonización de industrias con emisiones de proceso sin alternativas de abatimiento,** especialmente cementeras
- **Impulso a la planta multimolécula**



Amoniaco renovable (NH₃)

- **Descarbonización del transporte marítimo y otros usos no energéticos** (fertilizantes, química)
- **Impulso a la planta multimolécula**



Bunkering y small scale (GNL / BioGNL)

- **Descarbonización del transporte marítimo y de otros sectores** localizados en zonas no conectadas al sistema gasista



H₂ renovable para movilidad

- **Descarbonización del transporte terrestre,** impulsando la penetración del H₂ en la movilidad



Las infraestructuras serán fundamentales para el desarrollo de nuevos negocios que impulsen la transición energética

	CO ₂	Amoniaco renovable (NH ₃)	Bunkering y small scale (GNL / BioGNL)	H ₂ renovable para movilidad
	<p>Construcción y O&M de ceoductos, plantas de licuefacción y barcos de CO₂, impulsando creación de <i>hubs</i> logísticos de CCUS en torno a plantas de GNL</p>	<p>Construcción y O&M de infraestructuras portuarias de amoniaco en torno a áreas de concentración de producción cercanas a plantas de GNL</p>	<p>Construcción y O&M de barcos de bunkering de GNL/bioGNL y de terminales de exportación de pequeña escala</p>	<p>Construcción y O&M de estaciones de repostaje de hidrógeno (HRS) para flotas no electrificables mediante un modelo de plataforma que integre a todos los agentes de cadena de valor</p>
 <p>Objetivo</p>	<p>Reducir 4 Mt/año de emisiones en cementeras españolas, con potencial 10,4 Mt/a (<i>Call for Interest</i>)</p>	<p>Gestión de 1 Mt/año a 2030 en Huelva y Algeciras (mayor concentración de proyectos declarados)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Contribución a negocio de bunker GNL (x2 previsión demanda 2023-2027), priorizando barcos con efecto tractor en plantas de Enagás ▪ Desarrollo infraestructuras en Mediterráneo y Norte de Europa 	<p>12 HRS en 2030 (15% estimadas en futuro Marco de Acción Nacional)</p>
 <p>Grado de avance</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Acuerdos con 70% de principales emisores ▪ Propuestas a presentar a Innovation Fund: MOSUSOL NETCO2 y CO2NECTA ▪ Avances con stakeholders: acuerdos firmados con derecho preferente (Votorantim, Holcim, Molins, Heidelberg) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Plan de desarrollo de negocio en curso con un grado de avance significativo: <ul style="list-style-type: none"> ○ Identificado elevado interés de promotores en potenciales colaboraciones con Enagás. ○ Alcanzados pre-acuerdos con dos compañías promotoras. ○ Alcanzados acuerdos con otros operadores europeos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 3 barcos de bunkering: 50% Haugesund Knutsen (en operación), 50% Levante LNG (en operación) y 100% Canarias (en construcción) ▪ Planta de Ravenna (19%) ▪ Portfolio de proyectos amplio tanto en barcos de bunkering como en plantas Small Scale 	<ul style="list-style-type: none"> • 1 HRS • 7 estaciones GNL • 8 estaciones GNC • En desarrollo Proyecto EcoHynet: <ul style="list-style-type: none"> ○ Desarrollo 6 HRS en Corredores Europeos de Transporte (TEN-T) ○ Obtenido apoyo Comisión Europea (CEF-AFIF)

Proyectos

CO2NECTA



- **Proyecto de captura de CO₂** en instalaciones de Holcim (Puerto de Sagunto)
- Enagás participará en la **construcción de ceoducto de 7 km**, para **transportar 800.000 tCO₂/año** hasta Planta de Regasificación de Saggas (72,5% de Enagás)
- Con **tecnología de E4E¹**, el frío residual del GNL se aprovechará para **licuar CO₂ y almacenarlo hasta su carga a barco**
- Enagás, Holcim y Saggas están desarrollando el proyecto para presentarlo a **Innovation Funds** en abril de 2025

MOSUSOL NETCO₂



- **Proyecto de captura de CO₂** en instalaciones de Molins (Cataluña) para su transporte hasta AASS² offshore de CO₂ (Puerto de Tarragona)
- Enagás participará en la construcción de ceoducto de ~100 km para transportar +1 MtCO₂/año hasta AASS²
- Molins y Enagás están desarrollando el proyecto para presentarlo a **Innovation Funds** en abril de 2025

Principales magnitudes



2028-2029

Inicio construcción

2031

Entrada en operación



-6,5 M tCO₂e netas

durante primeros 10 años de operación

2028-2029

Inicio construcción

2031

Entrada en operación

-10 M tCO₂e netas

durante primeros 10 años de operación



~130 M€ Inversión neta total

Nota 1: Spin-off del grupo Enagás S.A que nace para liderar los proyectos de eficiencia energética en el ámbito de las Plantas de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL)

Nota 2: Almacenamientos subterráneos

Proyectos

ECOhyNET



- **Proyecto de desarrollo de seis nuevas estaciones de suministro de hidrógeno (HRS)** para atender las necesidades de descarbonización de segmentos de movilidad de difícil electrificación, a nivel nacional en Corredores Europeos de Transporte (TEN-T)
- Solución basada en **plataformas que agrupan toda la cadena de valor** (productores, OEMs¹), para ofrecer servicios de **suministro de hidrógeno a flotas**

Principales magnitudes


2025
Inicio construcción
2027
Entrada en operación

Capacidad de suministro
6.000kg/día, aprox. 300 camiones/día


Scale Gas recibe los fondos CEF solicitados para desplegar seis estaciones de repostaje de hidrógeno en España

06

Proyecciones financieras

Rentabilidad razonable de actividad regulada en su conjunto

Rol de Enagás e infraestructuras del Sistema Gasista en periodo regulatorio actual (2021-2026) crítico para:

- **Garantizar suministro energético**, respaldar a sistema eléctrico e integrar energías renovables
- Aumentar **competitividad de industria** española. **Enagás, designada TSO más eficiente de Europa** según CEER¹
- **Sostenibilidad y salud financiera** en Sistema Gasista desde 2016, permitiendo reducción progresiva de peajes

Aspectos fundamentales de próximo periodo retributivo (2027-2032)

- Garantizar **rentabilidad razonable**
- **Sostenibilidad de infraestructuras** gasistas a largo plazo por su criticidad en transición energética

TRF²

Captura adecuada de costes de capital acorde con evolución macroeconómica

Opex

Costes estándares actualizados según valores actuales y evolución en periodo

Otros conceptos

Incentivos a la continuidad de suministro y sostenibilidad de las infraestructuras

Calendario regulatorio

- **TRF** - Publicación de la propuesta de metodología (1T2025)
- **Circulares Marco Retributivo** - Trámite de consulta en octubre 2025. Objetivo de texto final en julio 2026

Desarrollo de sistema de hidrógeno regulado, con marco retributivo que garantice rentabilidad razonable de la actividad

Hitos para aprobación de modelo

- **Transposición en marco legal nacional de bases generales incluidas en el Paquete UE**
- **Transferencia de competencias a nueva CNMC/CNE** (funciones ya incluidas en Proyecto de Ley de restablecimiento de la CNE) para desarrollo de marco retributivo en Circulares normativas



Propuesta de modelo metodológicamente similar al del gas natural, incluyendo:

- **Incentivo para favorecer desarrollo de nuevas infraestructuras para energías renovables** cumpliendo con orientaciones de política energética
- **Retribución adecuada** de activos en curso y cobro desde realización de inversiones



Crecimiento rentable y sostenible, compatible con una sólida política de dividendos, estructura de balance y cumplimiento de métricas crediticias

Inversiones

4.035 M€
2025 - 2030

2025 - 2026	465 M€
2027 - 2030	3.570 M€

Crecimiento

EBITDA (TACC)

2024 - 2030 <small>(base dic.24)</small>	~ +2,5%
2026 - 2030	~ +9,5%

Compromiso con política de dividendos



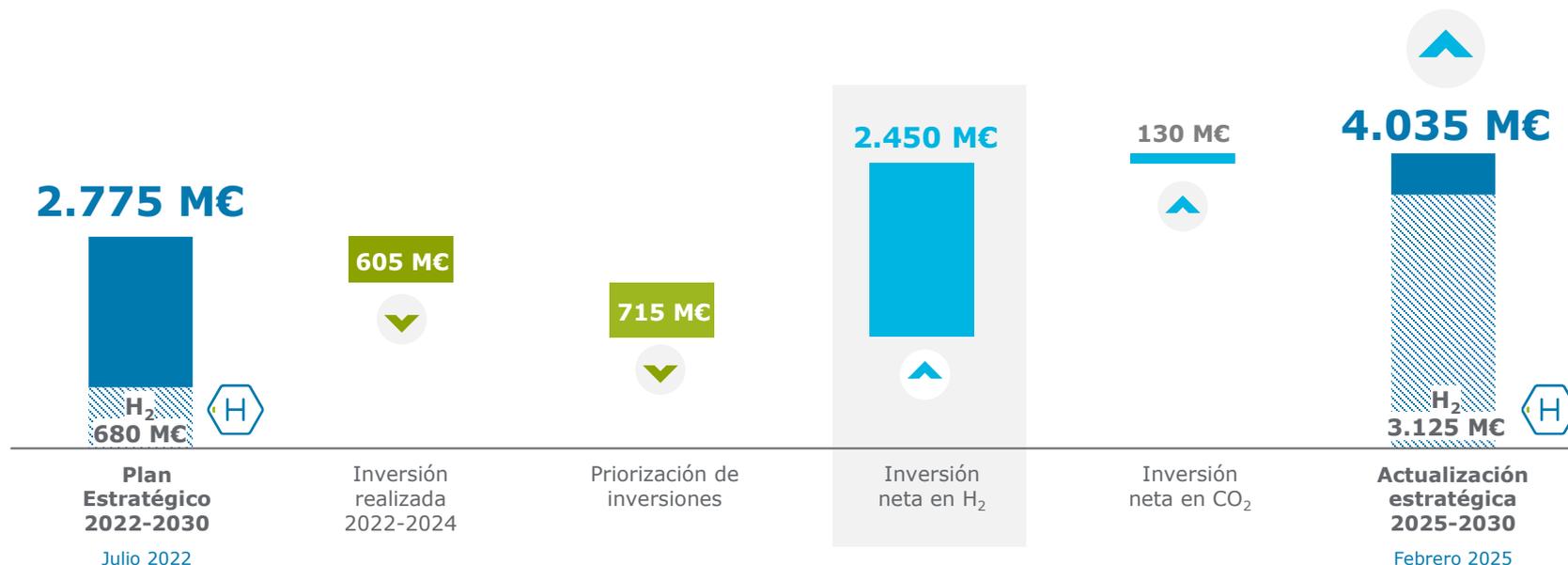
Compromiso con ratings actuales

Ratings actuales

STANDARD & POOR'S **BBB+** **Fitch Ratings** **BBB+**

Actualización del plan de inversiones 2022 – 2030

Aumento de plan de inversiones un 45% con capex de hidrógeno renovable como principal protagonista

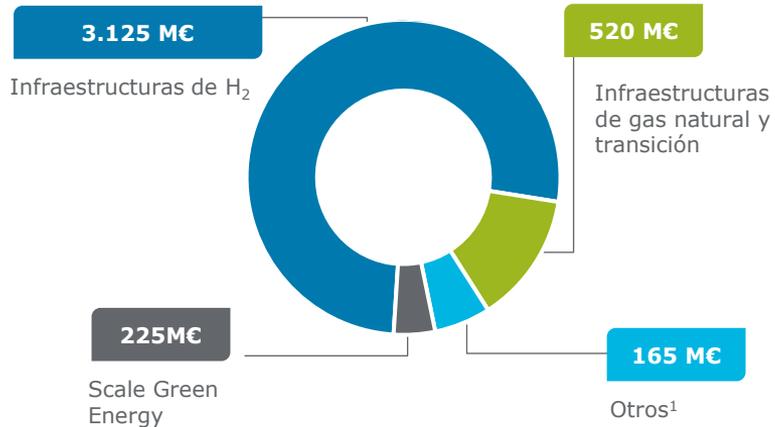


Nota: La intensidad de las ayudas públicas consideradas para el proyecto de la Red Troncal Española PCIs es de un 50% en la fase de estudios (ya obtenido) y de un 20% en la fase de construcción: total inversión neta 2024-2030 = 2.645 M€. En el caso de H2med, teniendo en cuenta una participación de Enagás en BarMar del 45%, unas ayudas públicas de un 50% en la fase de estudios (ya obtenido) y de un 40% en la fase de construcción, y una estructura de capital (60% deuda; 40% equity): total inversión neta 2024-2030 = 481 M€.

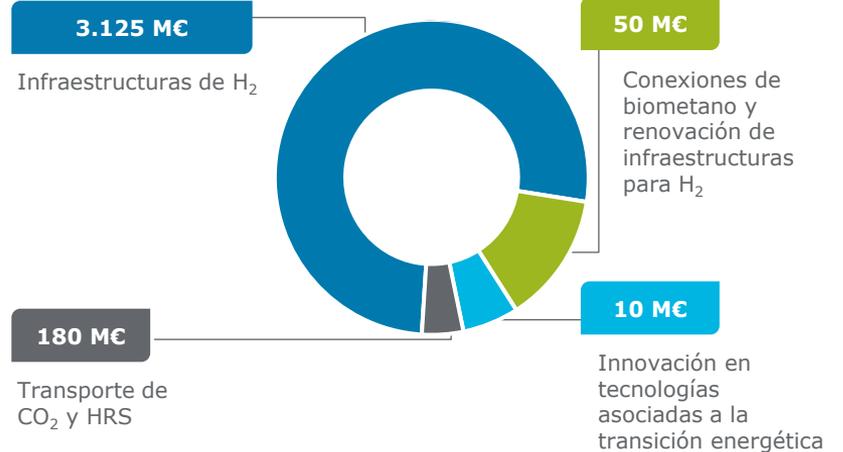
83% del total de inversión elegible hasta 2030 según taxonomía UE

Por su contribución al objetivo ambiental de mitigación de cambio climático según actividades definidas por el reglamento de taxonomía

4.035 M€ Total inversión neta 2025-2030



3.365 M€ Elegible según taxonomía



Nota 1: Innovación, tecnología y digitalización, activos internacionales y Enagás Renovable

Nota: El plan de inversiones incluye además de actividades elegibles según la taxonomía de la UE de actividades sostenibles, otras actuaciones no elegibles por importe de 157 M€ (correspondientes fundamentalmente a electrificación de estaciones de compresión, actividades vinculadas con el cumplimiento del reglamento europeo de reducción de emisiones de metano) que tienen una contribución muy significativa a la descarbonización de las operaciones propias

Enagás reafirma su compromiso con el Plan de Eficiencia

Alto nivel de eficiencia operativa y mejora del resultado financiero después de venta de Tallgrass Energy

Evolución de gastos operativos recurrentes



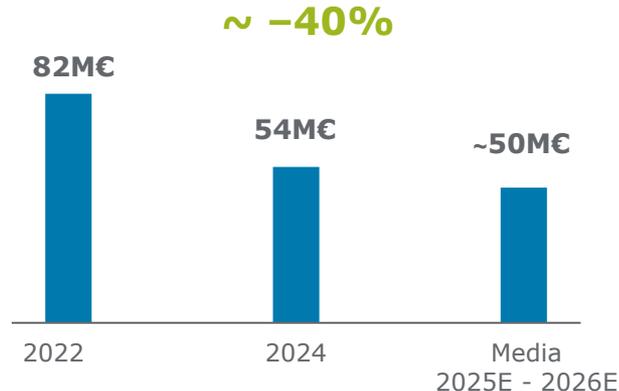
2022-2024

Por debajo de tasa de inflación anual media en España (~+5%)

2024-2026

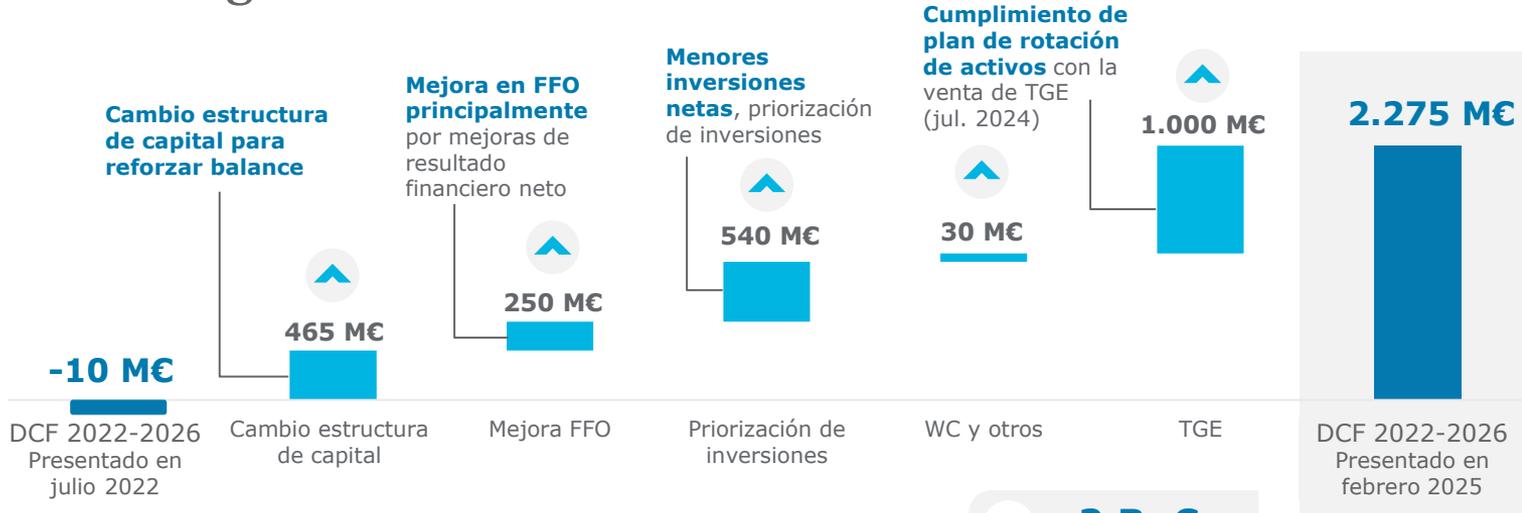
Previsión de mantenerse por debajo de IPC estimado para el largo plazo (~2%)

Evolución de resultado financiero neto asociado a deuda



Mejora de resultado financiero como consecuencia de venta de participación en Tallgrass Energy

Reducción significativa en deuda neta de ~2 Bn€ desde presentación del Plan Estratégico 2022-2030



Deuda neta a 2026	4,4 Bn€
Rating	BBB
FFO/DN 2024-2026	14%

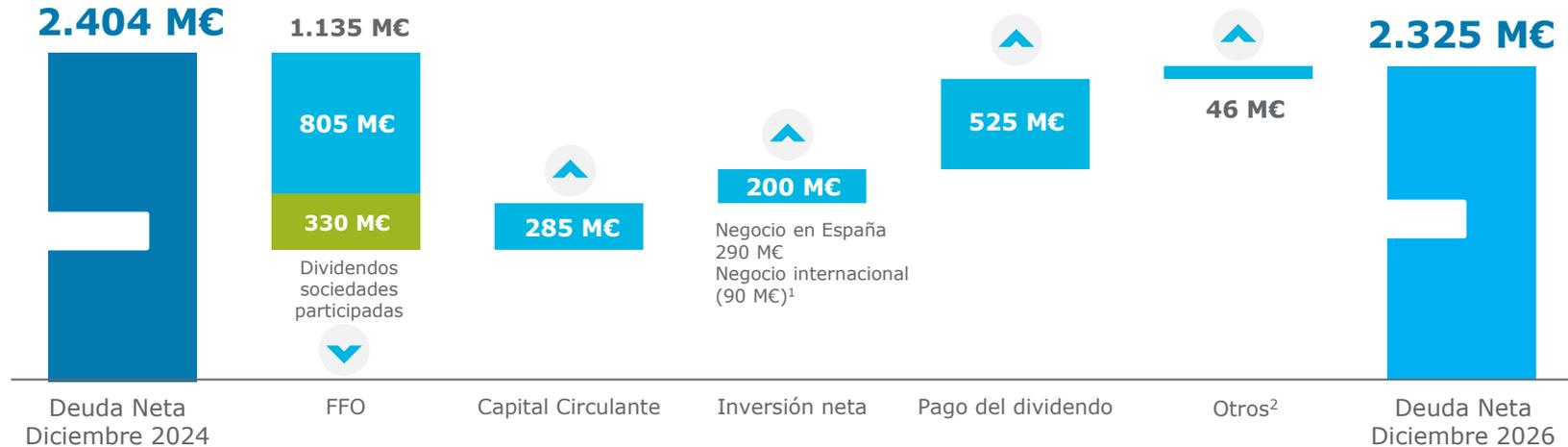
~2 Bn€
Reducción deuda neta

Deuda neta a 2026	2,3 Bn€
Rating	BBB+
FFO/DN 2024-2026	25,5%

Reducción de deuda neta de 2 Bn€ en 2026, respecto a lo esperado en el Plan Estratégico 2022-2030, presentado en julio de 2022

6.6 Flujos de caja y evolución deuda neta

Sólida y visible generación de flujos de caja que permite mantener estable el endeudamiento neto actual hasta 2026



Nota 1: Del importe de precio de venta de Tallgrass Energy, 95M\$ están depositados en un fideicomiso hasta que IRS (Internal Revenue Service) –autoridad fiscal americana– emita certificado de exención del *withholding tax*, en el que se reconozca que Enagás Holding USA ha obtenido una pérdida con motivo de la venta de participación en Tallgrass Energy y por tanto no tiene obligaciones fiscales ante el fisco americano. El plazo estimado de obtención de dicho certificado es entre 6 y 12 meses desde el cierre de la operación

Nota 2: El tipo de cambio utilizado proyecciones es de 1,08€/€

Nota: Por prudencia y a efectos de caja, el cobro del laudo de GSP se estima posterior al año 2026

Remuneración al accionista, compatible con el plan de inversiones de hidrógeno

Una prioridad estratégica para Enagás

Retribución a accionista 2024-2026

1€/acc

Dividendo sostenible

- **Visibilidad FFO:** Alta predictibilidad de flujos de caja (marco regulatorio estable y alta visibilidad de dividendo de filiales internacionales)
- **Cash Flow:** ~40% FFO medio estimado (2024-2026)
- **Sostenibilidad a futuro:** Estabilidad en flujos de caja de negocio tradicional de la compañía a partir de 2026 y contribución de inversión en H₂

Refuerzo de estructura de balance, compatible con:

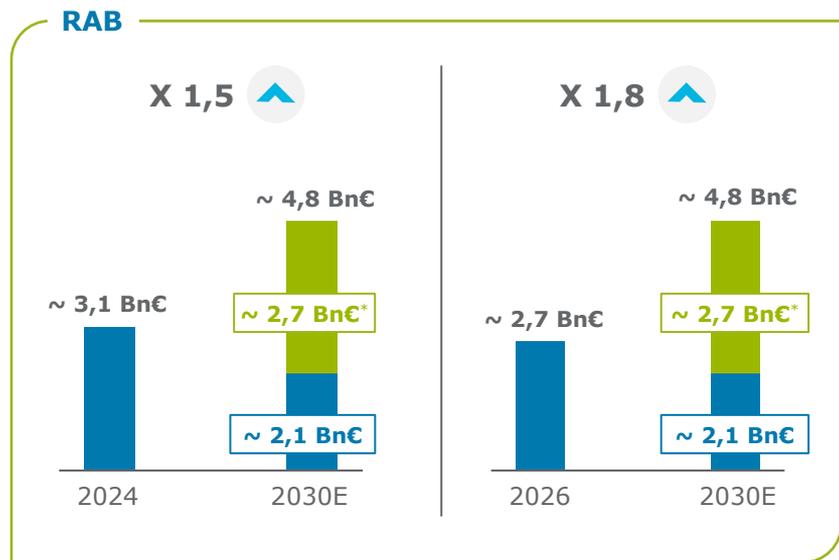
- **Plan de inversiones de infraestructura troncal de hidrógeno** asociado a proyectos PCIs
- **Estructura de balance sólida y óptima**, acorde a requisitos de agencias crediticias para **mantener rating BBB+**

Alineado con compañías comparables

- Nacionales e internacionales
- Atractiva rentabilidad por dividendo

Pay-out FFO ~40% política de dividendo sostenible más allá de 2026 y en línea con comparables

El plan de inversiones acelerará el crecimiento a partir de 2026



■ Gas natural ■ Hidrógeno

Nota*: No incluye inversión en interconexión BarMar
 Inversión acumulada a 2030 de 317 M€, no incluye el cobro de la subvención, que será en 2031. Inversión total neta de subvención 234 M€

07

Compromiso ESG

La descarbonización como elemento clave de la estrategia ESG



La Actualización Estratégica 2025-2030 incluye todos los elementos del **Plan de Transición para mitigar el cambio climático** de la compañía¹ de acuerdo a la CSRD²



Nota 1: Recoge las actuaciones, metas y recursos para garantizar una estrategia y modelo de negocio compatibles con transición hacia una economía sostenible y con limitación de calentamiento global de 1,5 °C del Acuerdo de París, según requerimientos de nueva Directiva de reporte corporativo de información de sostenibilidad (CSRD)

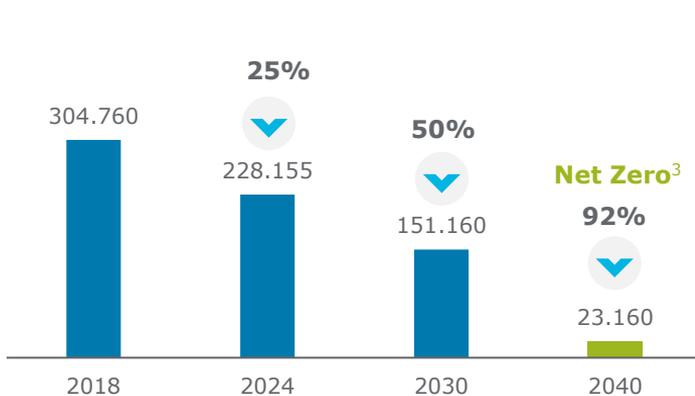
Nota 2: Corporate Sustainability Reporting Directive

Compromiso “Net Zero 2040” en nuestras operaciones

Compromiso “Net Zero 2050” en toda la cadena de valor

Objetivos de reducción de emisiones de alcance 1 y 2

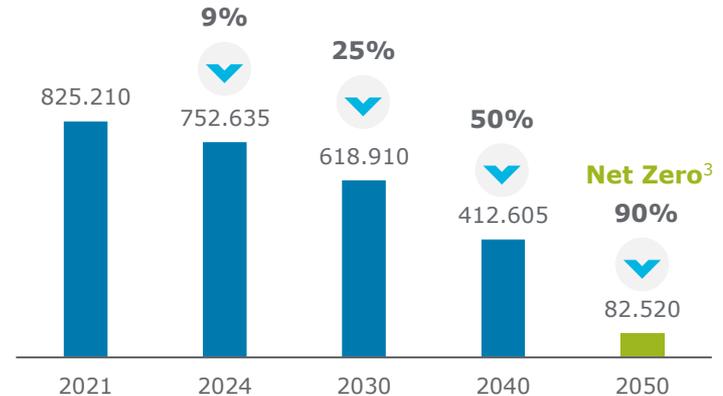
Descarbonización de operaciones propias (t CO₂e)¹



Se mantiene el “**Net Zero 2040**”

Objetivos de reducción de emisiones de alcance 3

Descarbonización de cadena de valor (t CO₂e)²



Nuevo objetivo “**Net Zero 2050**”

Nota 1: De acuerdo con metodología SBTi (Science Based Targets Initiative) y compatibles con limitación de calentamiento global a 1,5 °C. Los objetivos de reducción de emisiones de alcances 1 y 2 incluyen compromiso de reducción de emisiones de metano de Global Methane Alliance de disminuir un 45% este tipo de emisiones derivadas de nuestra actividad en 2025 y un 60% en 2030, respecto a 2015

Nota 2: De acuerdo con la metodología SBTi y alineados con un escenario “well below 2 °C” hasta 2030 y compatibles con limitación de calentamiento global a 1,5 °C a 2050

Nota 3: Reducción de al menos 90% de nuestras emisiones de CO₂e y compensación de emisiones residuales con proyectos de soluciones basadas en la naturaleza

Plan de acción para alcanzar los compromisos de descarbonización

Operaciones propias

- **Plan de implantación de motocompresores eléctricos (M.E.)** en estaciones de compresión y almacenamientos subterráneos
- **Uso de biometano** para el consumo propio ⁽¹⁾
- **Reducción emisiones de metano** según Reglamento (UE) 2024/1787
- **Análisis y prevención de emisiones de hidrógeno** en la futura red

Cadena de valor

- Adaptación de infraestructuras existentes y desarrollo de nuevas infraestructuras de transporte y almacenamiento de **hidrógeno**
- Desarrollo de nuevas cadenas logísticas (con foco en transporte y almacenamiento) para otras **moléculas ligadas a la transición energética (CO₂, NH₃)**
- Impulso del **gas natural, hidrógeno y sus derivados en movilidad**
- **Colaboración con sociedades participadas** por la compañía, cadena de suministro y empresas y asociaciones sectoriales en materia de descarbonización

Plan de Transformación Digital

Impulso hacia un modelo energético más digitalizado y resiliente, alineado con los objetivos estratégicos de Enagás y los retos del sector energético

▪ Modernización y digitalización de Sistema Logístico de Medición (SLM)

Adopción de modelos de IA para la detección, localización y mejora de la medición

▪ Modernización y digitalización de Sistema Logístico de acceso de terceros a la red (SL-ATR)

Proyecto de renovación tecnológica de procesos de toda la cadena de valor del gas natural: contratación, programación, repartos, balance y liquidación

▪ Transformación digital avanzada del sistema SCADA de la red de transporte

Tecnología más avanzada e integrable con otras soluciones como *digital twins*, sistemas de localización, IoT, modelos predictivos, etc

▪ Implantación BIM y desarrollo de gemelo digital

Optimización del diseño, construcción y operación de infraestructuras clave
Réplica virtual en tiempo real de cada infraestructura, que facilitará su monitorización y análisis predictivo

▪ Plan Estratégico de Ciberseguridad 2025-2027

Mejora seguridad cibernética y resiliencia de infraestructuras frente a amenazas y riesgos digitales

▪ Observatorio Tecnológico del Hidrógeno

Iniciativa con +40 socios que comparten y publican conocimiento en tecnologías, en toda la cadena de valor del H₂ renovable



Observatorio
Tecnológico
del **Hidrógeno**

▪ Proyecto Hyloop+

Primer patrón primario de hidrógeno en Europa y primer banco de calibración de gases renovables en España

▪ Digital Workplace 3.0

Automatización y analítica en el puesto de trabajo a través de la Power Platform de Microsoft y aplicación de IA con Copilot

Importancia de la ciberseguridad en relación con la resiliencia y continuidad del negocio

La Inteligencia Artificial como elemento disruptivo y transformador de nuestro negocio

08

Conclusiones

Conclusiones

2024, año de hitos clave que han mejorado significativamente el perfil de riesgo y el balance de Enagás

Con la nueva Comisión Europea, la red de hidrógeno es más que nunca una prioridad en Europa

H2med y la Red Troncal consiguen el 100% del importe solicitado a los fondos CEF-E

Las infraestructuras gasistas seguirán garantizando la **seguridad de suministro energético, la competitividad de la industria y facilitando la descarbonización**

Enagás invertirá 4bn euros entre 2025 y 2030, con **3,1bn euros destinados a nuevas inversiones en hidrógeno renovable**, que serán el motor de crecimiento de la compañía

El plan de inversiones acelerará el crecimiento, con un TACC estimado del +9,5% entre 2026 y 2030

Política de dividendo sostenible más allá de 2026, alineada con compañías comparables

A través de Scale Green Energy, Enagás ejercerá un rol de liderazgo en infraestructuras y servicios clave para la descarbonización, incluyendo el CO₂

2025: Configuración de los modelos retributivos de gas natural e hidrógeno

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

Febrero 2025

Reliable energy for a decarbonized future