



# Resultados 1S2019

30 Julio 2019

## I. Resultados 1S2019

## II. Demanda de gas natural

## III. El papel de Enagás en la transición energética

## IV. Regulación



# Principales magnitudes 1S2019 vs 1S2018



## Principales magnitudes P&L

- ✔ EBITDA Proforma **487,0M€ (0,0%)**
- ✔ BDI **216,1M€ (-1,6%)**
- ✔ Aportación sociedades participadas a BDI **64,1M€** (representa un 29,7% del BDI)

## Principales magnitudes Cash Flow

- ✔ Fondos de las Operaciones (FFO) **391,4M€ (+4,9%)**
- ✔ Inversiones **645M€** (principalmente en Tallgrass)

## Deuda Neta

- ✔ Deuda Neta **4.117M€**
- ✔ Coste financiero **2,1%**
- ✔ Deuda a tipo fijo superior al **80%**
- ✔ **Sin vencimientos** significativos hasta **2022**

## Demanda nacional de gas

- ✔ Demanda nacional de gas natural a 30 de Junio 2019 **+9,4%**
- ✔ Demanda industrial a 30 de Junio 2019 **+3,8%**
- ✔ Demanda generación eléctrica a 30 de Junio 2019 **+65,7%**

# Aspectos clave de los Resultados del 1S2019



**Resultados en línea con los objetivos marcados para final de año**



**Buen comportamiento de las sociedades participadas, que a cierre de junio suponen el 29,7% de nuestro BDI**



**Record de Demanda de Gas Natural en 1S2019:  
195TWh (+9,4%)**

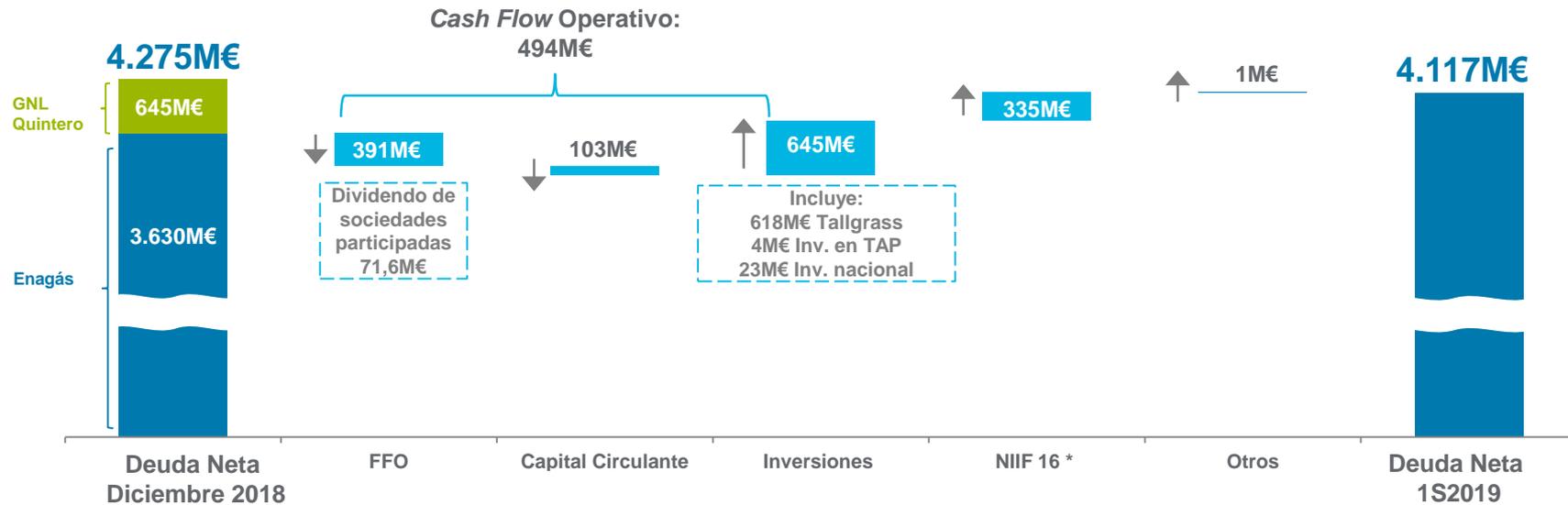
MC	1S2018 <sup>(1)</sup>	1S2019 <sup>(2)</sup>	Pro forma GNL Quintero por Puesta en Equivalencia			Var. %	
			1S2018	1S2019			
<b>Ingresos totales</b>	<b>683,2</b>	<b>598,8</b>	<b>597,9</b>	<b>567,1</b>	<b>-5,2%</b>		
Gastos de explotación	-188,3	-165,5	-172,8	-160,2	-7,3%	----->	Disminución gastos operativos (16,5M€) por impacto norma contable NIIF16.
Rdo. Sociedades Participadas	50,3	75,3	62,1	80,2	+29,2%	----->	Contribución de Tallgrass a partir de abril 2019 e impacto positivo por la compra de Desfa en diciembre 2018.
<b>EBITDA</b>	<b>545,2</b>	<b>508,6</b>	<b>487,2</b>	<b>487,0</b>	<b>+0,0%</b>		
Amortizaciones	-173,8	-148,1	-148,0	-139,0	-6,1%	----->	El 1S2018 recoge un efecto no recurrente en amortizaciones por importe de 19M€.
PPA	-11,4	-14,8	-15,4	-16,1	+4,7%		El 1S2019 incluye el impacto de aplicar la norma contable NIIF 16, lo que supone aumento de amortización de 13,6M€.
<b>EBIT</b>	<b>360,0</b>	<b>345,7</b>	<b>323,8</b>	<b>332,0</b>	<b>+2,5%</b>		
Resultado financiero	-65,8	-69,1	-46,3	-62,6	+35,3%	----->	Incluye mayores gastos financieros de 3M€ por la aplicación de la NIIF 16 y el gasto financiero asociado a la financiación de Tallgrass 4,7M€.
Impuesto de sociedades	-64,0	-55,6	-57,5	-52,9	-8,0%		
Minoritarios	-10,4	-4,8	-0,5	-0,5	-15,2%		
<b>BDI</b>	<b>219,8</b>	<b>216,1</b>	<b>219,5</b>	<b>216,1</b>	<b>-1,6%</b>	----->	BDI en línea con el objetivo marcado para final de año y consenso de mercado.

(1) GNL Quintero contabilizado por integración global

(2) GNL Quintero contabilizado por Integración global hasta febrero 2019 y por puesta en equivalencia desde marzo.

## Resultados en línea con el objetivo de BDI a final de año

# Cash Flow y evolución deuda neta



Cifras en Millones de Euros

\* Efecto contable de la aplicación de la NIIF 16 desde enero de 2019

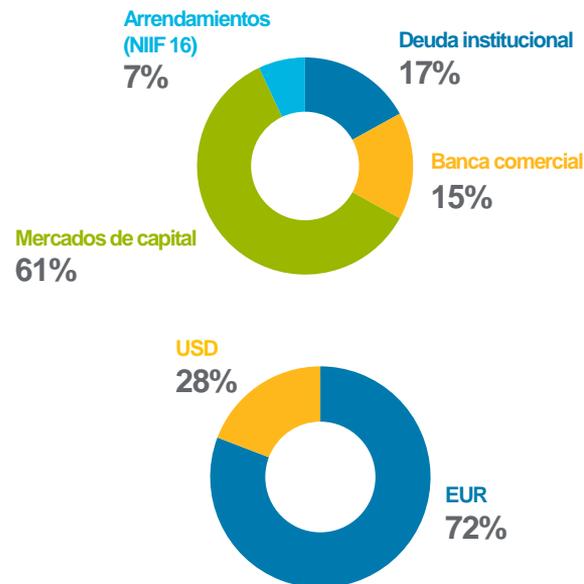
Apalancamiento y liquidez	Pro forma GNL Quintero por Puesta en Equivalencia			
	1S2018	2018	1S2019	1S 2019 (1)
Deuda neta (*)	3.899M€	3.630M€	4.117M€	4.117M€
Deuda neta/EBITDA ajustado(**)	4,1x	3,8x	4,3x	4,0x
FFO/Deuda neta	18,6%	20,0%	18,1%	19,1%
Coste financiero de la deuda	1,9%	2,0%	2,1%	2,3%
Liquidez	2.528M€	2.467M€	2.552M€	2.552M€

(1) Incluye la consolidación global de dos meses de GNL Quintero

(\*) 2018 Deuda Neta Stand alone

(\*\*) EBITDA ajustado por los dividendos recibidos de las sociedades participadas

## Tipología de deuda



**Deuda a tipo fijo superior al 80% y sin vencimientos significativos hasta 2022**  
**Ratings actuales (S&P: BBB+ Fitch: A-)**

# Trans Adriatic Pipeline (TAP)



El avance global del Proyecto ha alcanzado el 88,5% y se espera la puesta en operación comercial a lo largo de 2020

- El grado de avance del Proyecto es actualmente del 88,5% y está en línea con lo planificado.
- Se espera que las actividades de comisionado con gas comiencen en Grecia y Albania en el cuarto trimestre de 2019.
- TANAP, el tramo central del Southern Gas Corridor, se encuentra en operación desde el pasado 1 de julio y está listo para comenzar las entregas de gas a Europa cuando TAP alcance la puesta en operación comercial.
- Hasta la puesta en marcha del Proyecto, Enagás seguirá realizando aportaciones de capital a TAP, que a la fecha alcanzan el valor de 48 millones de euros.

Está previsto que la inversión total de Enagás en TAP hasta el fin de su construcción ascienda a 236 millones de euros, en línea con la estructura de capital prevista en el proyecto.

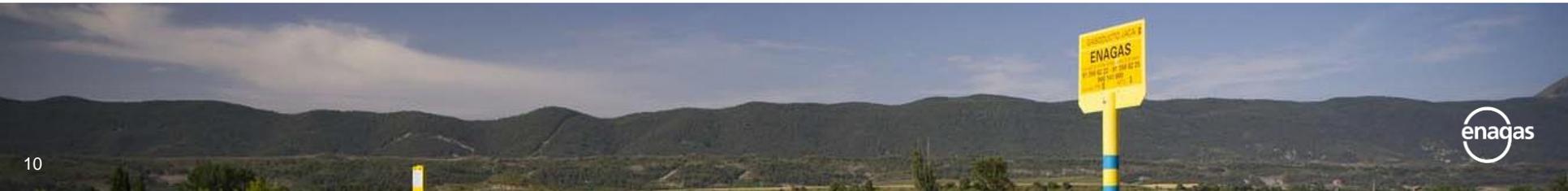
- El pasado 2 de julio de 2018, Enagás solicitó ante el CIADI el inicio del arbitraje contra el Estado Peruano en relación a la controversia relativa a su inversión en GSP, en los términos del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones suscrito entre la República del Perú y el Reino de España (“APPRI Perú-España”).
- Una vez admitida a trámite por el CIADI la solicitud de arbitraje, el procedimiento sigue su curso ordinario. En la actualidad el tribunal arbitral está ya constituido y la primera audiencia con las partes está prevista para el mes de septiembre.
- La Sociedad confía alcanzar un acuerdo que ponga término al procedimiento arbitral y para ello sigue a disposición del Estado Peruano para iniciar los contactos necesarios encaminados a alcanzar un arreglo amistoso.
- Los asesores legales estiman que Enagás podrá recuperar su inversión por medio del laudo que ponga fin al procedimiento arbitral en un plazo aproximado de tres (3) años.

I. Resultados 1S2019

**II. Demanda de gas natural**

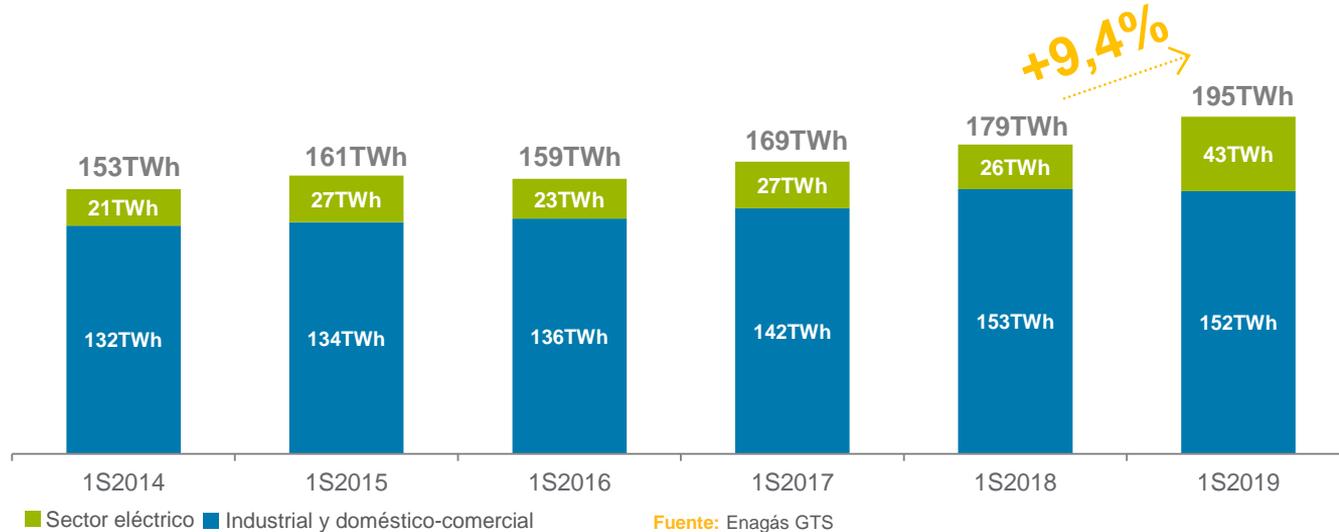
III. El papel de Enagás en la transición energética

IV. Regulación



# Evolución demanda de gas en el primer semestre 2019

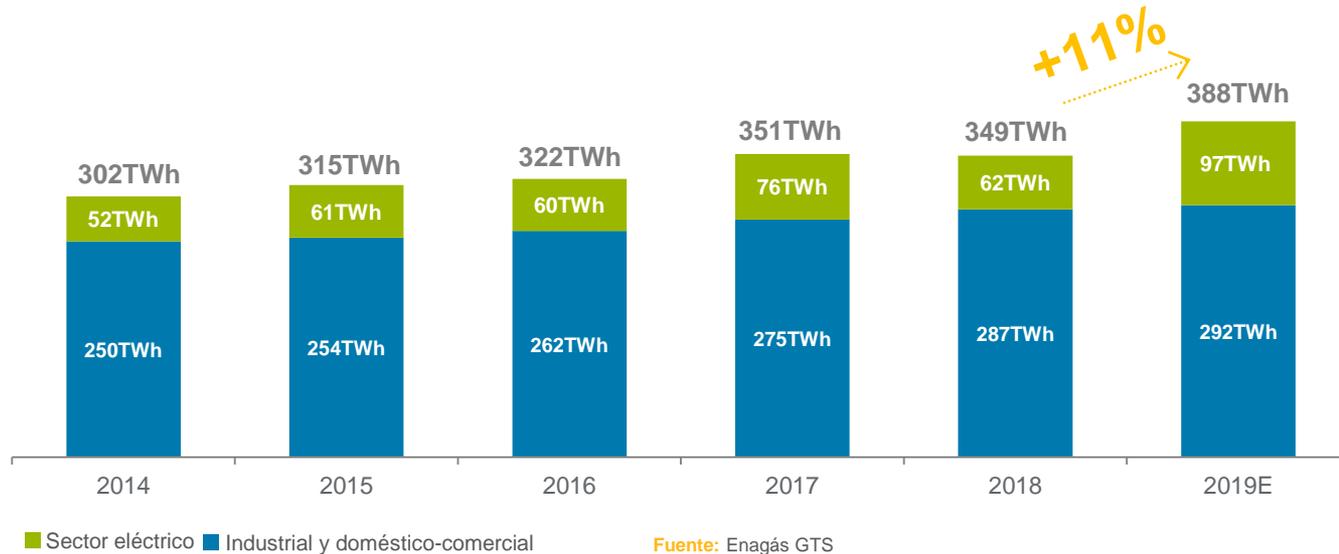
Record semestral de la demanda de gas natural desde 2010 (195,5TWh)



**El crecimiento de la demanda de gas natural en el 1S2019 (+9,4%) es muy superior al crecimiento semestral medio registrado (+5% TACC) desde 2014. Desde 2018 el sistema presenta superávit neto anual.**

# Estimación de la demanda de gas 2019

Desde 2014, la demanda de gas ha crecido todos los años.



**En el mes de julio se ha actualizado la previsión de demanda de gas para el año, esperando un incremento respecto al año anterior del **+11%**.**

# Evolución demanda industrial

La demanda industrial crece un +3,8% respecto al 1S2018, alcanzando los 110TWh, el valor más alto desde que se dispone de datos históricos.



Fuente: Enagás GTS

**Este crecimiento se debe principalmente a la incorporación de nuevos clientes y a la buena marcha de la economía española.**

# Evolución demanda generación eléctrica

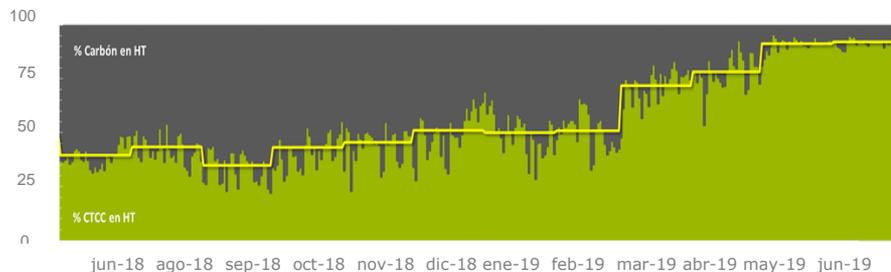


**La demanda de gas para generación eléctrica se ha incrementado en este primer semestre de 2019 un 65%, debido fundamentalmente a la menor generación hidráulica y a una mayor participación del gas natural en el hueco térmico frente al carbón.**

# Reducción de las emisiones de CO2

El descenso de los precios internacionales del gas natural y el incremento en el precio de los derechos de emisión de CO2 ha provocado una situación de ventaja competitiva del gas natural frente al carbón en la generación de electricidad

## Hueco térmico



## % de Ciclos Combinados en el hueco térmico

	Gas	Carbón
<b>2018</b>	44%	56%
<b>2019</b>	73%	27%

**La mayor participación del gas natural en el hueco térmico durante el primer semestre de 2019 ha supuesto una reducción del 24% de las emisiones de CO2 (-4,7 millones de tCO2) considerando que se hubiera mantenido la estructura del hueco térmico del 2018**

# Mayor contratación y utilización de infraestructuras

---



La coyuntura actual de precios y liquidez del mercado mundial de gas natural está impulsando la utilización de las infraestructuras de Enagás y poniendo de relieve la flexibilidad del Sistema Gasista español

- Los niveles de regasificación en el 1S2019 son un +46% superiores a la media de los últimos 5 años.
- Las existencias de GNL en los tanques alcanzarán el máximo técnico del sistema (21TWh, de los 23TWh de capacidad nominal) a mediados de agosto.
- La contratación de capacidad en los almacenamientos se sitúa actualmente al 85%, previéndose alcanzar el 90% en el mes de agosto.

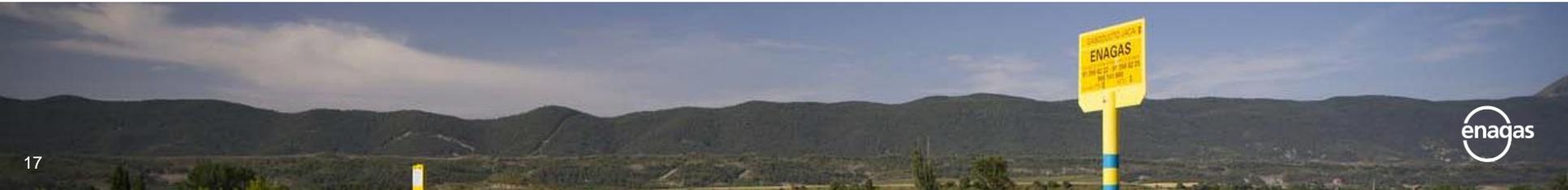
**Seguridad de suministro garantizada**

I. Resultados 1S2019

II. Demanda de gas natural

**III. El papel de Enagás en la transición energética**

IV. Regulación



# El papel del gas natural y los gases renovables en la transición energética

Enagás requiere de un marco regulatorio adecuado, incentivador y estable que permita desarrollar un plan de inversiones con foco en los objetivos de descarbonización y transición energética fijados en el PNIEC.



El gas natural aporta capacidad de respaldo al sector eléctrico ante la variabilidad de las tecnologías renovables, por el cierre de las instalaciones nucleares y de carbón



El gas natural puede ayudar durante la transición a la reducción de emisiones en el sector del transporte, fundamentalmente, en el transporte pesado, marítimo y ferroviario



Actualmente, el gas natural no tiene una tecnología que le sustituya en aquellas industrias que requieran un alto aporte calorífico (industrias metalúrgicas, químicas, etc.)



El hidrógeno verde permite el acoplamiento entre el sector eléctrico y gasista, favoreciendo la integración de las energías renovables eléctricas.



Existe una red de infraestructura ya desarrollada que permite el uso de gas de origen renovable que apoye el objetivo de descarbonización de la economía



Los gases renovables se posicionan como alternativas limpias que permiten la descarbonización de todos los sectores, incluso de aquellos que no son susceptibles de electrificación.

## Enagás trabaja para reducir las emisiones de CO2

I. Resultados 1S2019

II. Demanda de gas natural

III. El papel de Enagás en la transición energética

IV. Regulación



El proceso de tramitación de las circulares retributivas seguido hasta la fecha por la CNMC no ha respetado las tres etapas previstas en la legislación. Al incorporarse en las memorias justificativas de las metodologías el detalle de los valores de los diferentes valores, se ha desnaturalizado en la práctica la tercera fase, consistente en la aprobación por Resolución de la retribución anual para cada compañía.

**Enero:** La **publicación del RDL 1/2019. Reparto de competencias entre el Gobierno y la CNMC** de manera que la CNMC aprobará las Circulares normativas de acceso, peajes y retribución, y el Ministerio los cánones de AASS y las orientaciones de política energética.

**Febrero:** Publicación, por parte de la CNMC, del calendario de las Circulares de carácter normativo que puedan incidir en los aspectos de política energética, cuya tramitación se tiene previsto iniciar en 2019.

**Abril:** Publicación de las orientaciones de política energética por parte del Gobierno e inicio del proceso de desarrollo de las circulares normativas por parte de la CNMC que conformarán el marco del segundo período regulatorio del sector eléctrico y gasista.

**Junio:** Se tramitaron en consulta pública las circulares operativas, las que se refieren al funcionamiento y balance de las redes gasista y eléctrica.

El Ministerio ha emitido en la primera semana de julio su correspondiente informe, en donde:

- Valora positivamente el nuevo modelo operativo para el gas natural.
- Expresa que la propuesta de la CNMC para el sector eléctrico podría no ser conforme a las orientaciones de política energética, además de invadir competencias del Gobierno.

**Junio:** Desde mediados de junio hubo filtraciones en medios de comunicación sobre el contenido de las circulares que ha afectado significativamente al valor bursátil de las compañías energéticas españolas

**Julio:** El 5 de julio la CNMC inició el trámite de consulta pública de las circulares retributivas, sin haber permitido a las compañías del sector y al resto de grupos de interés el derecho a ser escuchadas con carácter previo. El procedimiento utilizado difiere del utilizado por el Ministerio para tramitar la metodología para el cálculo de los cánones y retribución de los almacenamientos subterráneos.

**Finales de julio:** El Ministerio puede emitir informe sobre estas circulares retributivas a finales de julio. Si el Ministerio considera que no se adecuan a las orientaciones de política energética se podrá convocar la Comisión de Coordinación (compuesta por 3 miembros CNMC y 3 miembros del Ministerio de Transición Ecológica) prevista con el objeto de alcanzar un acuerdo entre ambas partes.

**Agosto:** Se otorga de plazo hasta el 9 de agosto para enviar alegaciones por parte de todos los interesados.

**Septiembre:** Está previsto que el Pleno de la CNMC(\*) se reúna para valorar el informe del Ministerio de Transición Ecológica y las alegaciones de las partes interesadas para su posterior envío al Consejo de Estado.

**Septiembre/Octubre:** El Consejo de Estado debe emitir un informe preceptivo no vinculante sobre las circulares a aprobar.

**Finales de año:** la CNMC tiene previsto aprobar las Circulares definitivas a finales de año.

**2021:** El nuevo marco retributivo entrará en vigor el 1 de enero de 2021.

- **Desincentivo a una gestión eficaz, mejora de la productividad y nuevas inversiones necesarias para la transición energética:** La reforma **no contiene incentivos que permitan mantener disponibles las infraestructuras** de transporte del sistema gasista para cumplir el rol que el PNIEC le tiene reservado tanto al gas natural como a los gases renovables en el proceso de transición energética, poniendo por tanto en peligro las inversiones futuras en nuevos servicios y objetivos comprometidos de lucha contra el cambio climático.
- **Recuperación de la inversión:** Las circulares de la CNMC no respetan los criterios de rentabilidad razonable para las actividades gasistas que establece la Ley de Hidrocarburos. **La rentabilidad actual del negocio regulado de Enagás es razonable, similar a la de otros TSO europeos** y asegura la recuperación de las inversiones realizadas en el periodo de vida útil de las mismas.
- **Incertidumbre e inestabilidad jurídica de un sector intensivo en capital.**

- **Crecimiento económico del país:** Las circulares tendrán un **impacto negativo en el sector del gas, en otras actividades dependientes y afectará al desarrollo del tejido empresarial español.**
- **Calificaciones crediticias de las compañías del sector:** Las agencias de rating Standard and Poors, Fitch y Moodys han emitido informes alertando del **impacto negativo en los ratings de las compañías del sistema gasista español**, en caso que las circulares se aprueben definitivamente con su contenido inicial. En el caso de Enagás, Fitch ha situado el rating de Enagás en "Rating Watch Negative" y S&P ha situado la perspectiva del rating en negativa.

**Desde el inicio de las filtraciones del contenido de las circulares las empresas energéticas españolas han perdido más de 8.000 millones de capitalización bursátil**

- **Alegaciones:** Enagás está trabajando intensamente en las alegaciones a las circulares publicadas por la CNMC e informará de forma puntual y con transparencia a todos los inversores.
- **Coordinación con empresas del sector:** Petición del sector al Ministerio de Transición Ecológica y CNMC el derecho a que el sector sea escuchado en el trámite de consulta previa.
- **Contactos institucionales intensivos:** Explicación de la magnitud y las consecuencias generales que conllevaría la aprobación de estas circulares.
- **Transparencia:** Política de comunicación intensa y transparente con inversores institucionales, accionistas minoritarios, agencias de rating y medios de comunicación sobre el proceso de tramitación de las circulares, su impacto y la posición de la compañía al respecto.
- La compañía **adoptará las acciones y medidas jurídicas que resulten pertinentes** en todo momento en la defensa de sus intereses y los de sus accionistas.

- Gracias a sus esfuerzos en eficiencia operativa, a la solidez financiera y a la evolución del negocio internacional, **Enagás mantiene los compromisos adquiridos en la actualización estratégica 2019-2023.**
- Enagás está **trabajando intensamente en las alegaciones** a las circulares publicadas por la CNMC e **informará de forma puntual y con transparencia a todos los inversores.**
- Las propuestas de circulares retributivas **ponen en riesgo la estabilidad y funcionamiento del sistema gasista español, en un contexto de transición energética de la Unión Europea hacia una economía descarbonizada.**
- La propuesta retributiva no es coherente para alcanzar los objetivos que establece la CNMC: 1) Las **rentabilidades** actuales están en línea con las obtenidas por otros TSO europeos o compañías comparables con un perfil de riesgo similar 2) La reforma no supone un **impacto real en las tarifas** de los usuarios finales 3) **Desincentivo a una gestión eficaz, mejora de la productividad y en su objetivo de impulsar la transición energética a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**
- La **nueva estimación de crecimiento de la demanda de gas natural en 2019 es del +11%**, un crecimiento muy elevado en un contexto de **sistema gasista que genera superávit anual**, con una **elevada utilización de las infraestructuras y garantizando la seguridad de suministro.**

# Sostenibilidad

## Enagás mantiene su liderazgo en los principales índices de sostenibilidad

Enagás ha sido reconfirmada como constituyente de **Euronext Vigeo Eiris Europe 120** y **Euronext Vigeo Eiris Eurozone 120**



Enagás ha renovado su certificado en **conciliación efr** con el **nivel de Excelencia A**



Enagás mantiene su presencia en el resto de índices de sostenibilidad



Enagás es una compañía reconocida por su modelo de gestión de personas e igualdad de género



El Informe Anual 2018 de Enagás cumple con la Ley 11/2018 de información no financiera y diversidad, está elaborado siguiendo los principios de Reporte Integrado e incluye nuestra contribución a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).



# 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