

---

# *Retos y oportunidades del sector gasista en el contexto de la transición energética*



---

## Índice

- *El gas natural juega un papel clave en la economía.* **3**

---

- *La reforma de 2014 ha contribuido a controlar el déficit del sistema.* **9**

---

- *La factura de gas natural es competitiva en comparación con otros países europeos.* **17**

---

- *En el corto y medio plazo existen acciones regulatorias para garantizar la competitividad del gas en todos los segmentos de consumo.* **19**

---

- *El gas natural debe jugar un rol a medio plazo para garantizar una transición energética económicamente viable.* **25**

---




---

# El gas natural juega un papel clave en la economía

*Un modelo energético sostenible que permita luchar contra el cambio climático sin hipotecar la competitividad de la economía.*

El cambio climático, cuyo origen se encuentra en la emisión masiva a la atmósfera de los denominados gases de efecto invernadero (GEI), es uno de los principales problemas ambientales al que debe enfrentarse la humanidad, dadas sus significativas y crecientes repercusiones sociales y económicas.

Por ello, durante décadas, se han hecho esfuerzos encaminados a combatir esta amenaza (el *protocolo de Kioto*, en 1997, fue el primer acuerdo vinculante a nivel mundial con objetivos de reducción de emisiones), intensificándose las negociaciones internacionales en los últimos años.

Así, en la *XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático (COP 21)* que se celebró en diciembre de 2015 en París, los 195 países de la *Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)* adoptaron el *Acuerdo de París*. Este Acuerdo establece el objetivo de mantener la temperatura media mundial en este siglo "muy por debajo" de 2°C respecto a niveles preindustriales, comprometiéndose a realizar todos los esfuerzos necesarios para limitar ese aumento a los 1,5°C.

Con objeto de alcanzar los objetivos climáticos tanto para 2030 como para 2050, establecidos en COP 21, a finales de 2016 la Comisión Europea presentó una serie de propuestas en materia energética, la denominación de *Paquete de Invierno*. Estas medidas están en la actualidad sujetas a modificaciones que se deriven de las negociaciones tanto en el Consejo Europeo como por el Parlamento Europeo. El *Paquete de Invierno* establece como objetivos para 2030 la reducción de un 40% las emisiones contaminantes respecto a 1990, un porcentaje de participación renovable sobre energía final del 27%, y un incremento del 30% de la eficiencia energética.

El sector energético, como responsable del 80% de las emisiones de gases de efecto invernadero, debe jugar un papel muy importante en la lucha contra el cambio climático. Para ello, se deberá llevar a cabo una profunda transformación del *mix* energético en todos sus segmentos lo cual supone un ambicioso reto que debe afrontarse sin suponer un lastre para la competitividad de las empresas y el crecimiento económico.

En general, un modelo energético sostenible es aquel que permite compatibilizar el desarrollo económico, social y ambiental, satisfaciendo las necesidades energéticas actuales sin comprometer las necesidades futuras. Para que ello sea posible, el modelo energético debe tener en cuenta tres elementos básicos:

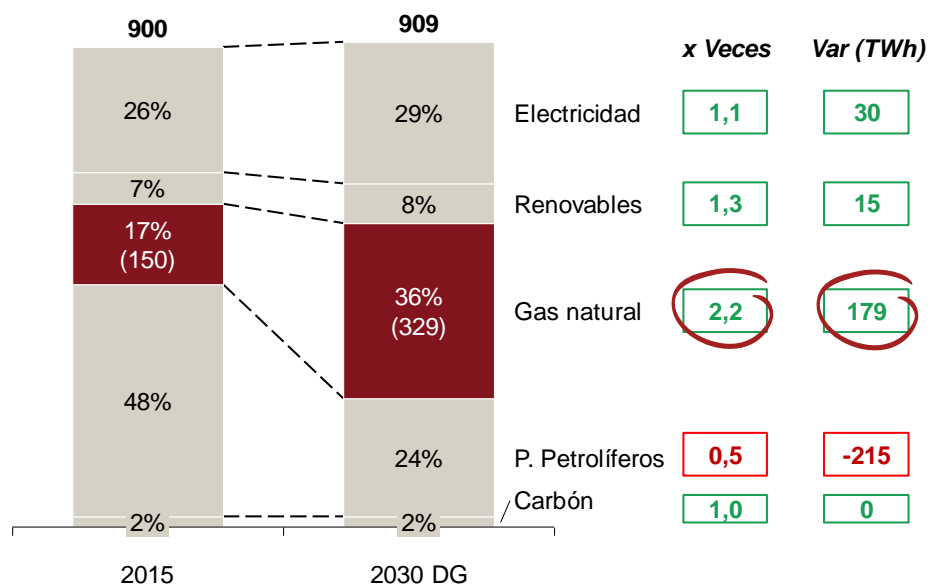
- **Seguridad de suministro:** asegurar un abastecimiento de los recursos necesarios continuo y suficiente. Para ello han de consolidar (i) una fuente de abastecimiento de recursos que sea cierta, independiente de factores externos, bien utilizando recursos propios del país o bien mediante el desarrollo de relaciones contractuales que reduzcan la vulnerabilidad del suministro energético; (ii) un suministro flexible, principalmente mediante el desarrollo de las infraestructuras necesarias.
- **Sostenibilidad ambiental:** la conservación del medio ambiente es una obligación propia de todos los países. Europa ha adquirido un fuerte compromiso para la preservación del medio ambiente en términos de calidad del aire y del agua, conservación de recursos o la gestión de residuos. A nivel energético se deben llevar a cabo políticas que permitan minimizar el impacto de la emisión de gases de efecto invernadero y de las emisiones de gases contaminantes.
- **Eficiencia económica:** la competitividad económica de un país depende en gran medida de la capacidad de acceso a fuentes de suministro energético a un coste razonable. En un contexto de globalización y de alta competitividad toma más relevancia si cabe la búsqueda de soluciones eficientes que sirvan como palanca de crecimiento al país. Esto conlleva el acceso a materias primas a un coste razonable, así como al desarrollo de tecnologías que permitan minimizar los costes de transformación de la energía.

En este sentido, la prevista *Ley de Cambio Climático y Transición Energética* debe ser el marco regulatorio que establezca los cauces más apropiados para lograr alcanzar los objetivos comprometidos a nivel europeo. Para ello, en julio de 2017 se acordó la creación de una *Comisión de Expertos*, con el mandato de elaborar un estudio en que se analizaran escenarios de transición y propuestas de política energética, que debe ser la base para el

desarrollo de dicha *Ley de Cambio Climático y Transición Energética*. La falta de previsión y consenso político en materia energética que ha existido en el pasado debe ser superada a través de una Ley que nace con voluntad de aunar el máximo consenso entre los agentes.

El informe de la Comisión presenta un escenario de des-carbonización basado en un incremento de penetración renovable, una electrificación progresiva de la economía, principalmente en sectores con elevadas emisiones como el transporte, y el aumento de la eficiencia energética. Dicho informe pone de manifiesto la relevancia del gas natural como fuente energética clave para la transición energética en España, especialmente para el cumplimiento de los objetivos de 2030. De hecho, estima para el gas natural el mayor crecimiento en consumo de energía final (doblándose desde 150TWh en 2015 a más de 300TWh en 2030), pasando a ser el principal consumo en 2030 por delante tanto de la electricidad (+250TWh) como de otros productos derivados del petróleo (+200TWh).

**Figura 1**  
**Estimación del mix de consumo de energía final según informe expertos transición energética**  
[TWh]



Fuente: Comisión de Expertos de Transición Energética “Análisis y propuestas para la descarbonización”; Análisis de PwC.

Con este contexto de partida, el presente informe pone de manifiesto nuestro entendimiento del papel imprescindible del gas natural en la economía actual, su competitividad frente a otras fuentes de suministro de energía, la sostenibilidad económico-financiera del sector del gas natural, así como una visión de los principales vectores de crecimiento del gas natural dentro del contexto de transición energética.

El presente informe no pretende dotar de escenarios energéticos a largo plazo, sino ayudar a identificar las oportunidades claras de crecimiento para el sector del gas natural donde compañías y Administración deben hacer foco para que el gas natural sea una palanca clave en la transición energética. El uso del gas natural puede ser una vía para reducir la factura energética a la vez que contribuir a los objetivos medioambientales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

## El gas natural está presente en 8 millones de hogares, como fuente de calefacción, cocina, y agua caliente sanitaria

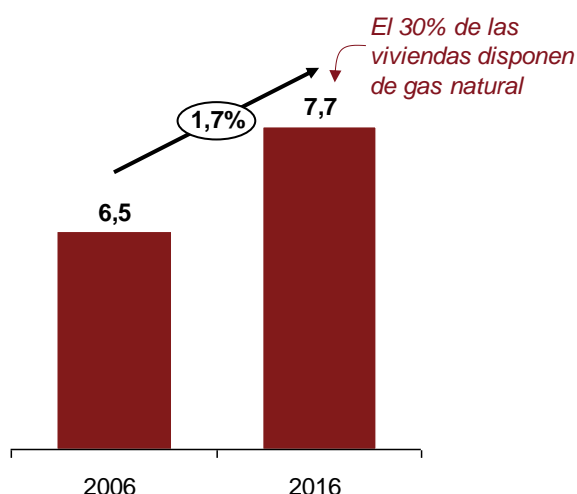
En el sector doméstico el gas natural satisface las necesidades energéticas en ocho millones de hogares, donde además de ser la primera fuente de energía es una de las partidas más relevantes en el gasto ordinario.

Los principales usos domésticos del gas natural son la calefacción y el agua sanitaria, en los cuales el gas natural cuenta con una ventaja competitiva respecto a otras fuentes tanto en términos económicos como medioambientales (excluyendo renovables in-situ que, no obstante, han sido históricamente más costosas).

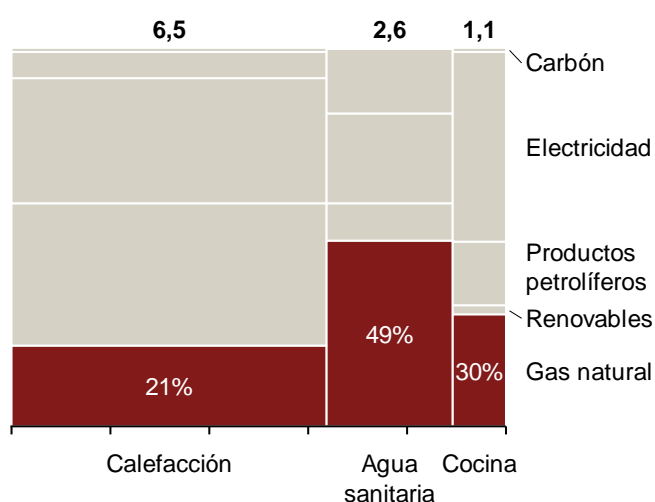
El desarrollo del gas natural ha sido heterogéneo a lo largo del territorio nacional. Así, en regiones como Madrid o País Vasco, existe un alto nivel penetración (número de puntos de suministro/vivienda), frente a otras regiones como Andalucía o Extremadura. Esto se debe a una multitud de factores, desde la propia dispersión demográfica a una menor necesidad de térmica (esto es, menor necesidad de calefacción).

**Figura 2**

### Evolución de los puntos de suministro de gas natural en España [mill. PS]



### Consumo de energía final por usos en el segmento doméstico [ktep]



Fuente: Eurogas; INE; IDAE; Grupo AIS; Análisis de PwC.

El sector terciario en España -oficinas, comercio, centros educativos, turismo- está tomando un peso cada vez más relevante en nuestra economía, siendo este proceso de terciarización en España más pronunciado que en el resto de Europa. Si bien la energía eléctrica es la principal fuente de energía para usos térmicos en el sector terciario (comercios, servicios y administraciones públicas) con un peso de aproximadamente el 60%, el gas natural tiene un peso también relevante con el 25% de la demanda final de dicho sector.

Segmentos de actividad tan importantes para España como el sector hotelero y hostelero se han visto beneficiados de una extensiva conversión de sus equipamientos (principalmente calderas) a gas natural, adoptando una fuente de energía más económica permitiéndoles ganar competitividad.

**Las industrias más intensivas en energía (17% del PIB) tienen una alta dependencia energética del gas natural (>30%), que es además clave para su competitividad**

Si bien los usos cotidianos del gas natural son la climatización (calefacción y frío) o el agua caliente sanitaria (ACS), propios del sector residencial y terciario, existen usos específicos en el sector industrial que implican una elevada intensidad energética que se suple con gas natural.

Como ejemplo, los procesos industriales requieren calor y frío para procesos como la conservación de los alimentos en las cámaras de refrigeración, procesos de secado en la industria papelera, destilación de diferentes bebidas alcohólicas o utilización de hornos en procesos de fundición industriales, por poner algunos ejemplos.

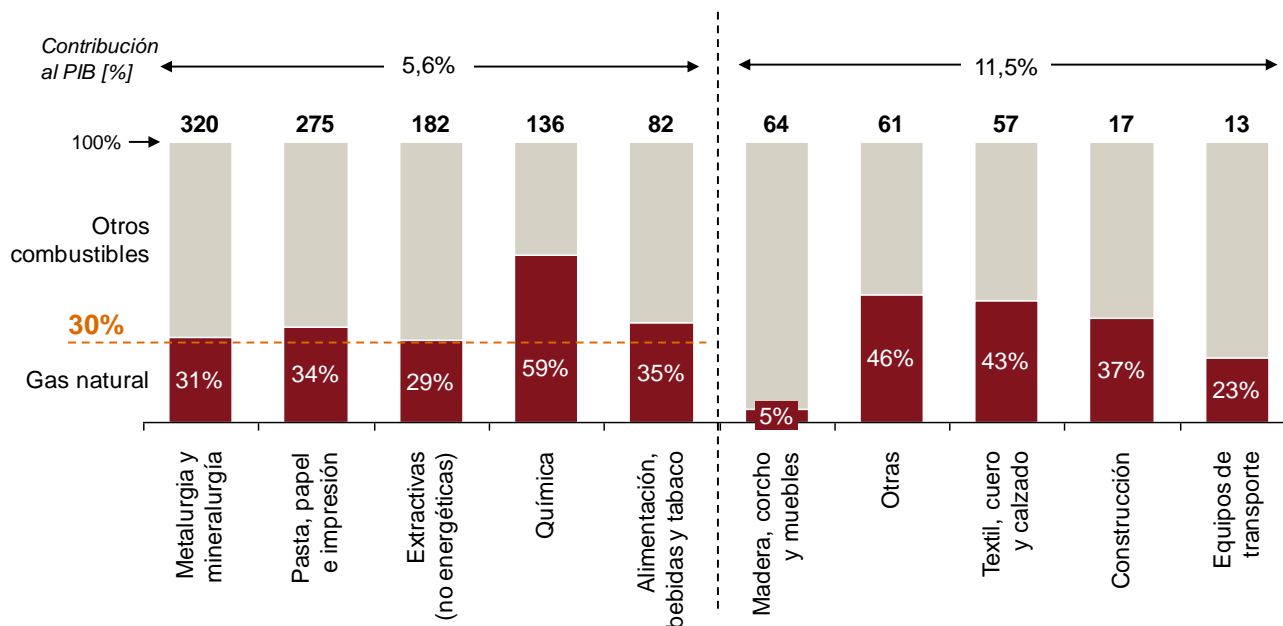
En el sector industrial el consumo del gas natural resulta si cabe, aún más relevante al ser a día de hoy insustituible, no sólo por razones económicas sino técnicas, especialmente en aquellas industrias que cuentan con procesos que requieren altas aportaciones de calor (por ejemplo, industrias químicas, metalúrgica y de materiales, así como la minería o la construcción).

Son además industrias que tienen una alta aportación al PIB (17% en 2015) y generalmente con riesgo de deslocalización. En un contexto socioeconómico en el cual existe un alto consenso en la necesidad de apoyar a la industria local por su capacidad de generación de empleos de calidad y estables, es importante destacar el papel estratégico del gas natural para dichas industrias. A modo ilustrativo, el 30% de la demanda energética de los segmentos industriales más intensivos en consumo energético, y que representan un 6% del PIB, se nutre a través de gas natural.

**Figura 3**

**Intensidad energética por valor actual bruto en el segmento industrial en 2015**

[tep/M€]



Fuente: INE; IDAE; Análisis de PwC.



**El sector del gas natural se caracteriza por sus fuertes necesidades de inversión y, por tanto, un impacto socioeconómico muy positivo**

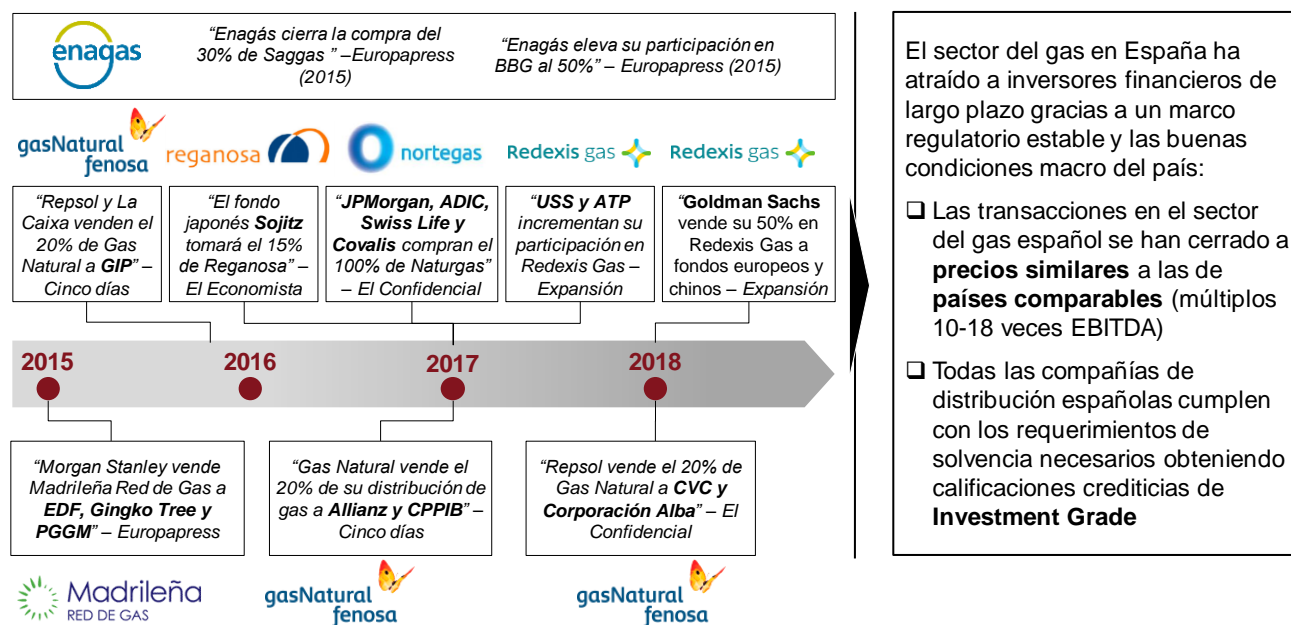
El gas natural es un sector tractor para la economía. Las compañías del sector invierten en el entorno de 600 M€/año en el desarrollo de infraestructuras (eminentemente de redes distribución de gas natural, transporte, modificaciones en plantas de regasificación, almacenamientos), habiéndose invertido hasta la fecha de forma acumulada en el entorno de 15.400 M€ desde 2002. Esta inversión ha permitido el despliegue de unas infraestructuras con capacidad para absorber incrementos de demanda futuros.

Las condiciones macro del sector del gas natural en España han atraído, además, recursos financieros extranjeros (principalmente en el negocio de redes de distribución de natural). Multitud de inversores internacionales con perfil financiero han realizado una apuesta por el sector en el largo plazo asegurando un modelo de inversión sostenible y racional. Así, desde el año 2010 han entrado en el accionariado de las empresas de distribución en España fondos de infraestructuras y de pensiones de primer nivel, atraídos por atributos como:

- Tendencia macroeconómica positiva de España.
- Sector del gas natural con potencial de crecimiento en España en el medio plazo.
- Marco regulatorio estable y predecible en el largo plazo.
- Gas natural como fuente de energía fósil que jugará un rol en la transición energética.

**Figura 4**

**Principales transacciones en compañías del sector del gas en España desde 2015**



Fuente: Análisis de PwC.

El marco regulatorio estable y los fundamentales positivos del gas natural en un contexto de transición energética han sido percibidos muy positivamente por fondos internacionales que requieren activos con calificación crediticia de grado de inversión.

El equilibrio económico del sistema gasista y su eficiencia para poder trasladar tarifas competitivas a los clientes son condiciones necesarias para poder apostar por el futuro del gas natural. A lo largo del informe se desarrollan estos aspectos:

- La competitividad del sector gasista en términos de costes y de tarifas.
- Los retos pendientes a los que se enfrenta para la asegurar una contribución eficiente del gas natural a los objetivos de la transición energética.





## ***La reforma de 2014 ha contribuido a controlar el déficit del sistema***

*El sistema gasista se ha caracterizado históricamente por una regulación estable, únicamente afectada por el déficit tarifario del 2008-13, originada por una evolución negativa de la demanda en relación a la prevista en las sucesivas planificaciones.*

El sistema gasista español se ha caracterizado históricamente por una regulación estable, al amparo de los principios establecidos en la *Ley del Sector de Hidrocarburos* de 1998. Esta estabilidad permitió el desarrollo del sector, incrementándose el uso del gas natural en todos los segmentos de consumo en el período 2002-2008 (de 243 TWh de demanda en el año 2002 a 449 TWh en el año 2008, +17% CAGR):

- En el segmento doméstico, el número de puntos de suministro evolucionó desde los 4,9 millones en el año 2002, a los 6,9 millones en 2008, alcanzando los 60 TWh de demanda.
- En el segmento industrial, impulsado por el período de expansión económica (correlación del 0,92 con PIB), el gas natural alcanzó los 194 TWh, sustituyendo otras fuentes de energía más ineficientes y menos sostenibles medioambientalmente en sectores clave para la economía, como por ejemplo la industria química o la construcción.
- En el sector eléctrico, la construcción de cerca de 20 GW de Centrales de Ciclo Combinado (CCGTs) en el MIBEL en el período 2002-2008 hizo que la demanda de gas natural para generación eléctrica alcanzase los 188 TWh, convirtiéndose en el principal segmento de consumo del sector.

Cabe resaltar que este fuerte crecimiento se ha producido en ausencia de mecanismos de apoyo regulatorio específico para su desarrollo, como han existido en otros sectores como renovables. El sector del gas natural se ha desarrollado en un entorno fuertemente competitivo respecto a otras tecnologías energéticas (carbón, productos petrolíferos). Donde el gas natural no ha sido competitivo, no se ha desarrollado.

El crecimiento de la demanda de gas natural en cada uno de los segmentos vino acompañado a un fuerte desarrollo de infraestructuras gasistas de soporte y, en consecuencia, un crecimiento paulatino de los costes regulados de las actividades asociadas (de 1.200 M€ de demanda en el año 2002 a 2.500 M€ en el año 2008, +13% CAGR):

- Así, el período 2000-2008 se caracterizó por el despliegue de infraestructuras básicas de transporte y regasificación, como los gasoductos Al-Ándalus, Eje Levante y Huelva-Alcázar-Madrid, y las plantas de regasificación de Sagunto, BBG y Reganosa, así como el despliegue de la red de distribución para abastecer el incremento de puntos de suministro doméstico-comercial, así como al segmento industrial en media y baja presión.
- Pese al fuerte crecimiento, el equilibrio de costes regulados con la demanda permitió reducir de forma sostenida los peajes de acceso para el consumidor final, en un -4% en el período 2002-2008.

Sin embargo, a partir del año 2008 la demanda se contrae de forma considerable, (-6% CAGR<sub>2008-13</sub>), generándose déficit tarifario: esto es, insuficiencia de los ingresos regulados, recaudados a través de los peajes de acceso para dar cobertura a los costes regulados –eminente retribuciones de actividades reguladas. Tres factores principales explican la generación de dicho déficit:

- En el segmento de generación eléctrica, la reducción del hueco térmico con motivo de la caída de la demanda para el sector eléctrico, los planes nacionales de desarrollo de energías renovables, y el incentivo a la generación eléctrica con carbón nacional, implicó que la demanda de gas natural para CCGTs se redujera en -131 TWh (-21%) en el período 2008-13.

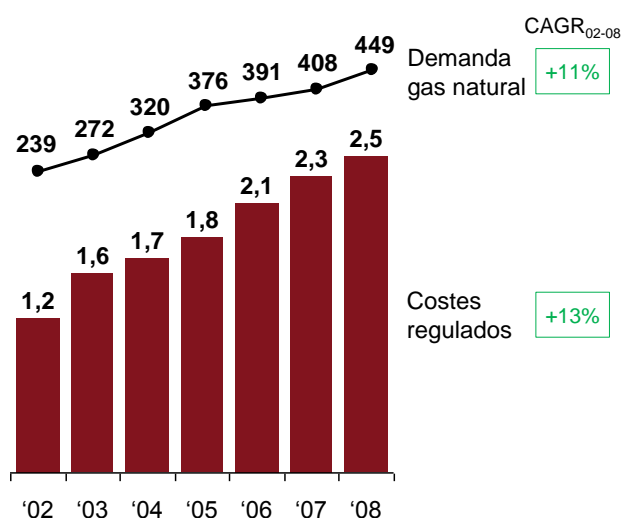
- En el segmento de demanda industrial, la caída de la actividad industrial (-21% de caída del IPI<sup>1</sup> en el período 2008-13) impactó negativamente en la evolución del gas natural en este segmento, si bien en líneas generales este sector ha mostrado un comportamiento más estable que el anterior.
- El crecimiento de los costes regulados del sistema en un 4% CAGR el mismo período, debido eminentemente a la ejecución de la Planificación 2008-2016, definida para una demanda de gas natural esperada de 500 TWh en 2013.

El déficit tarifario aflorado se acumuló hasta 326 M€ en 2013, 11% del total de costes regulados anuales. El déficit tarifario generado entre 2008-2013 tenía carácter estructural, no tanto por la demanda (que en ese periodo estaba afectada por aspectos coyunturales como el contexto económico adverso), sino porque los costes del sistema seguían creciendo incluso en un escenario de contracción de demanda.

**Figura 5**

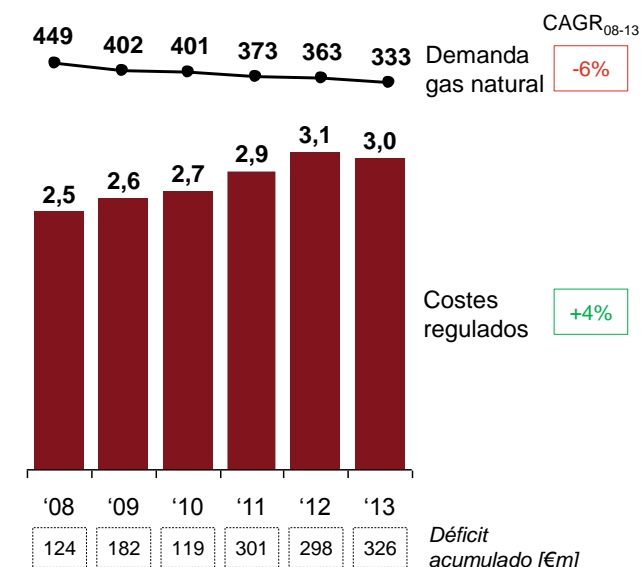
**Hasta 2008 la demanda crece alineada con el crecimiento de los costes**

[TWh, '000M€]



**Desde 2009 la demanda se desacopla de las infraestructuras básicas**

[TWh, '000M€]



Fuente: CNMC; Análisis de PwC.

**En julio de 2014 se lleva a cabo la reforma del sector del gas natural, resultando en una reducción neta de ~240 M€ anual en la retribución de las actividades, supresión de indexaciones, así como otras medidas de ajuste automático, devolviendo al sector a la senda de sostenibilidad económica**

En julio 2014 se publicó el RDL 8/2014, con medidas regulatorias para atajar el déficit tarifario. En cuanto a la retribución de las actividades reguladas, el RDL supone un recorte para el sector de ~240 M€/año, proporcional al peso relativo de cada una de las actividades. Asimismo, se establecen los siguientes principios retributivos:

- Supresión de la indexación a la inflación de los costes e inversiones de las actividades reguladas.
- Variabilización de la retribución a la evolución de la demanda para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento, alineándolos a los principios de la actividad de distribución.
- Se establecen períodos regulatorios de seis años durante los cuales se mantendrán los parámetros de remuneración.

<sup>1</sup> Índice de Producción Industrial.

- Se establece un período de recuperación de 15 años del déficit acumulado a cierre de 2014 (aproximadamente 1.000 M€), y cinco años de plazo para desajustes en años venideros.
- Obligación de aumentar automáticamente los peajes de acceso, en caso de sobrepasarse determinados umbrales de déficit con respecto a los ingresos del sistema.

En definitiva, para eliminar el carácter estructural del déficit se practicó un recorte a la línea base de los costes regulados para alinearlos al nuevo escenario de demanda, y se introdujeron variables en el modelo retributivo que asegurarán un mejor alineamiento en escenarios coyunturales de demanda adversa.

### ***El sistema gasista está en superávit, y se recuperará íntegramente el déficit histórico en 2023***

Tras la reforma regulatoria del 2014, el sistema gasista se encuentra ya en equilibrio. Si bien es cierto que en los años 2015-16 ha seguido existiendo un desajuste del entorno del 3% sobre el total de costes del sistema (debido en parte al efecto que ha tenido sobre la demanda doméstica que ambos años hayan sido cálidos), en 2017 el desajuste es menor (<0,5%), y en 2018 se generará superávit de acuerdo a nuestras propias estimaciones de evolución de los ingresos y costes regulados del sistema gasista:

- En los primeros meses del año 2018 la demanda de gas natural está siguiendo un comportamiento positivo (+2,1 TWh en ene-feb '18 vs. ene-feb '17, destacando la evolución en el segmento doméstico por su contribución a los ingresos del sistema +1 TWh en ene-feb '18 vs. ene-feb '17).
- La sentencia STC 152/2017 del Tribunal Supremo sobre el almacenamiento subterráneo de Castor, hace que para 2018 no se prevea que forme parte de las liquidaciones de costes sistema gasista, lo que supone un impacto de 90 M€ de menor coste para el sistema para 2018.

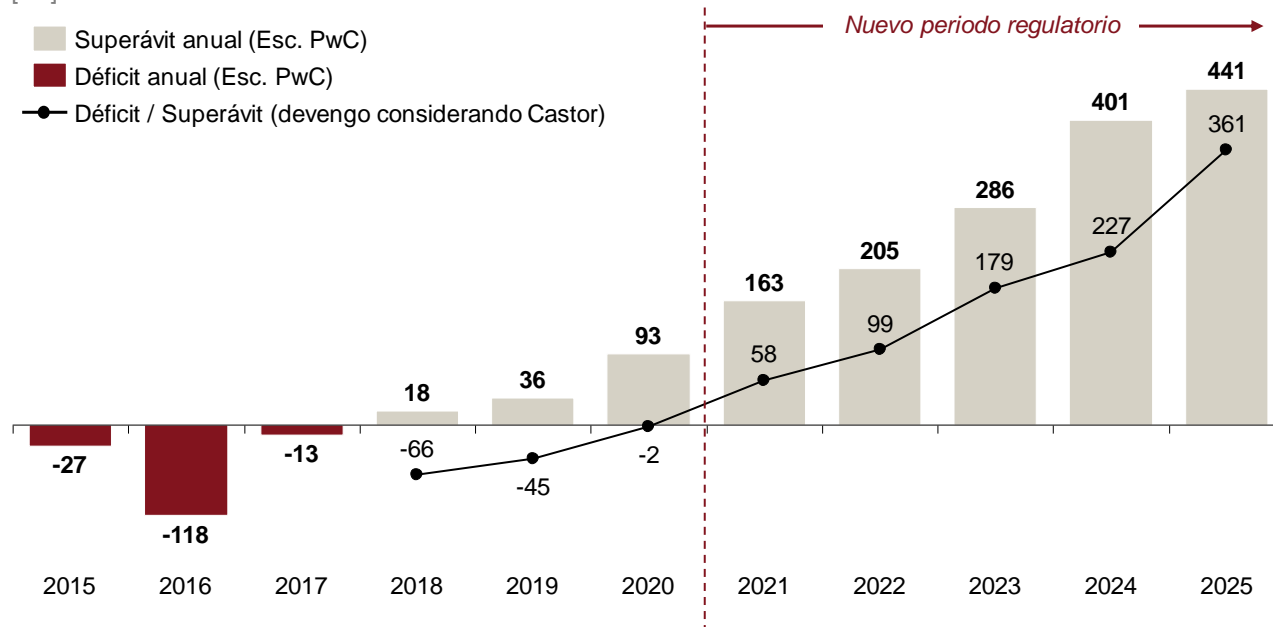


La recuperación de la senda del superávit desde 2018 permitirá acelerar el repago del déficit histórico pendiente, estimando que dicho hito se producirá en 2023 de acuerdo a nuestras previsiones. Esto supone anticipar en 8 años el plazo previsto en el marco regulatorio, que situaba ese límite en 2031 (15 años desde el inicio del pago del déficit de 2014).

**Figura 6**

**Saldo neto anual del sistema en el escenario PwC**

[M€]



Fuente: CNMC, Análisis de PwC.

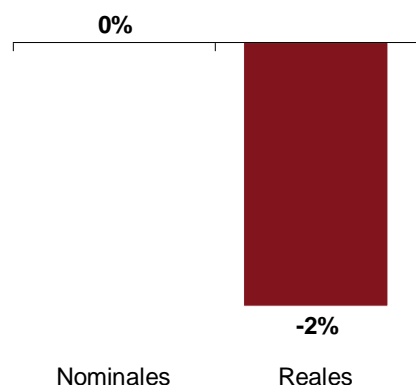
**La sostenibilidad económica del sistema gasista ha permitido al regulador congelar los peajes de acceso desde 2014, o lo que es lo mismo, reducir los peajes en 2% en términos reales si tenemos en cuenta la inflación. En 2023, el superávit permitiría reducir los peajes hasta un 10%, o bien el reconocimiento de determinados costes regulados actualmente no cubiertos**

Desde el inicio de la reforma del sector del gas natural, la sostenibilidad del sistema ha permitido congelar los peajes de acceso, lo que supone una reducción en términos reales de un 2% en el período 2014-18. Esto se ha podido lograr gracias al esfuerzo de contención de costes regulados. España es el único país de Europa donde en los negocios de redes no existe un reconocimiento explícito de la inflación (aplicado un factor de eficiencia) como inductor de costes operativos. Si bien en los años en que se aplicó la Ley de Desindexación el país se encontraba en un proceso de inflación baja (2% acumulado en el período 2014-18), el no reconocimiento a largo plazo de la inflación supone una erosión del margen de las actividades reguladas.

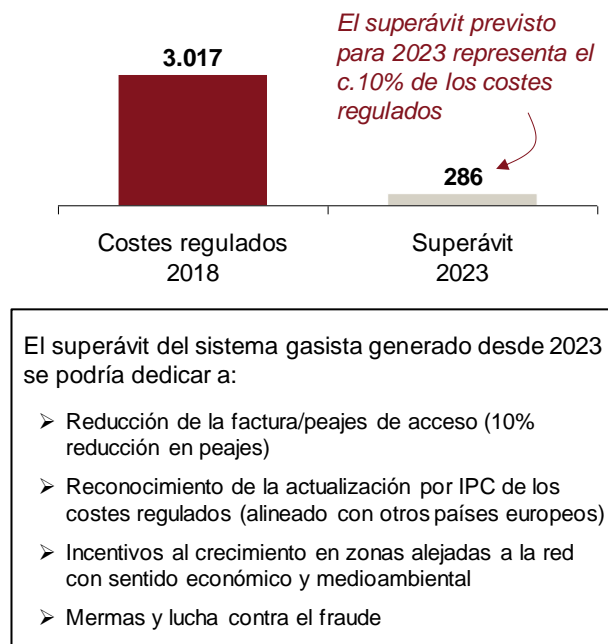
La generación de un superávit anual del entorno de 300 M€ a partir de 2023 una vez se haya repagado la deuda histórica pendiente, el regulador se encontrará en disposición de llevar a cabo medidas adicionales que mejoren las condiciones del sistema gasista, disponiendo margen suficiente tanto para reducir sustancialmente los peajes de acceso (hasta un 10%), como mejorar la retribución de las actividades reguladas como se ha producido en otros países de nuestro entorno. Cabe resaltar que los niveles de superávit esperados a partir de 2023, de acuerdo a nuestras estimaciones, serían equivalentes a los niveles de déficit generados en el pasado (considerados como “estructurales”) y que dieron lugar a la reforma de 2014.

**Figura 7**

**Evolución peajes de acceso de terceros a las redes 2014-18 [%]**



**Usos posibles para el superávit del sistema gasista desde 2023 [M€]**



Fuente: BOE; CNMC; Análisis PwC.

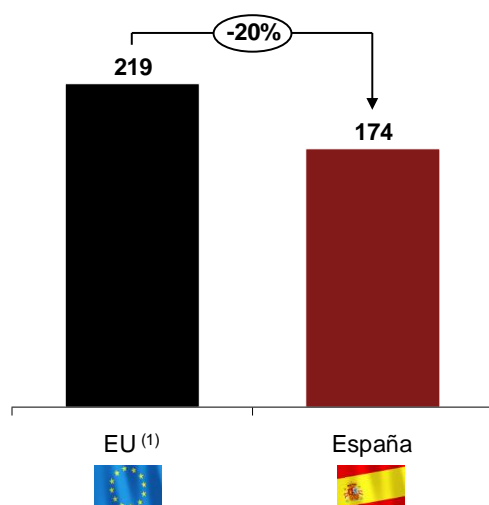
***La reforma del sector del gas natural y la consiguiente contención de costes ha traído consigo que las retribuciones de las actividades de redes sean de las más bajas de Europa***

El recorte de la retribución de la actividad de distribución de gas natural en 2014 (110 M€) unido a una fórmula paramétrica que implícitamente contiene el incremento de costes del sistema por cliente (-3,6% de variación en el período 2015-17), hace que, en un ejercicio de retribución comparada (Euros por cliente), en el caso de España la retribución sea un 20% inferior a la media de países comparables. Tanto en transporte como en distribución, la retribución media por punto de suministro en España se sitúa sensiblemente por debajo de la media europea (-11% y -20% respectivamente).

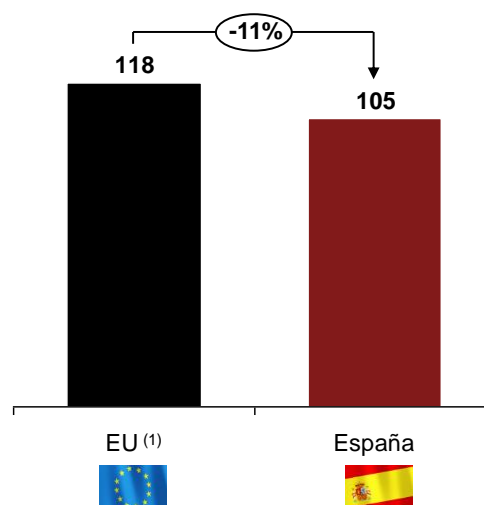


**Figura 8**

**Retribución a la distribución por punto de suministro en 2018 [€/PS]**



**Retribución al transporte por punto de suministro en 2018 [€/PS]**



(1) Países comparables (Francia, Alemania, Reino Unido, Italia, Portugal, Holanda)

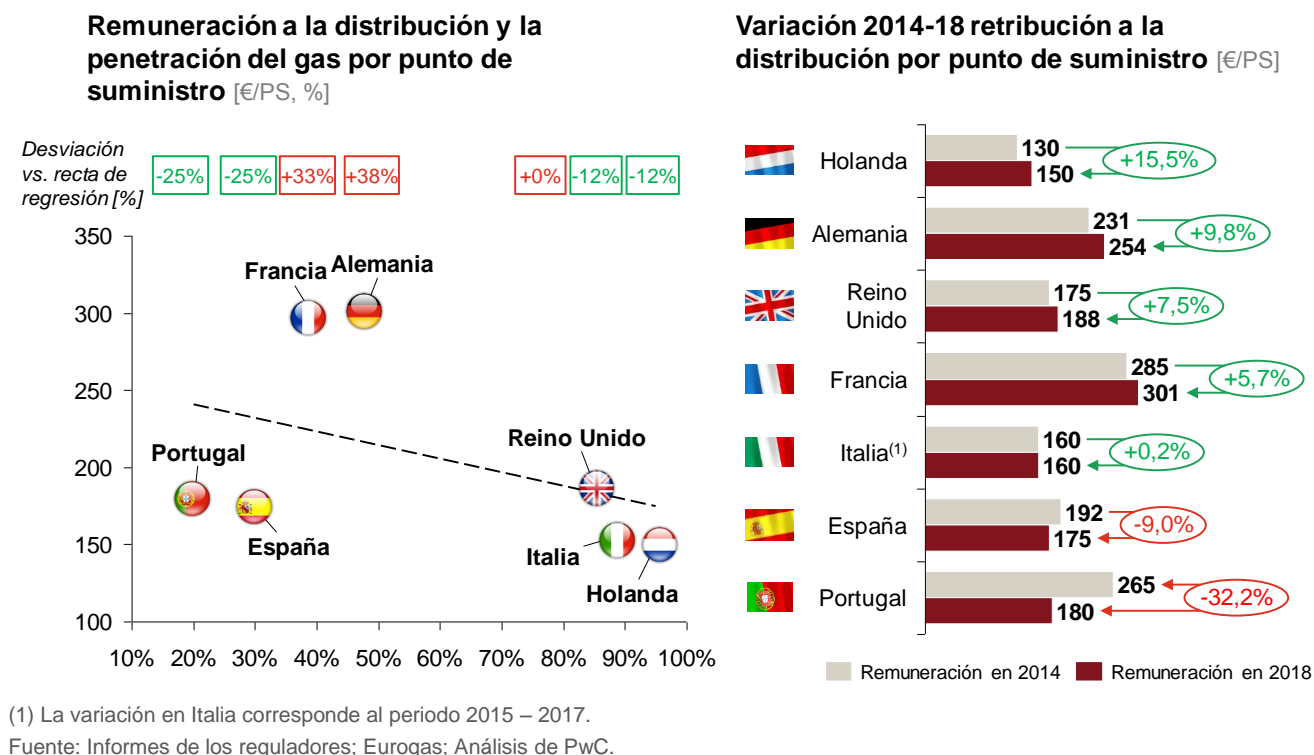
Fuente: Informes de los reguladores; CCAA Empresas; Eurogas; Análisis PwC

Esta eficiencia es más destacable y meritoria si cabe en la actividad de distribución, en la medida que:

- La penetración del gas natural en España es muy inferior respecto a otros países comparables. El efecto “escala” debiera favorecer a otros países en los que 8 de cada 10 hogares tienen gas natural. Además, España es un país con una alta dispersión poblacional en relación a otros países de Europa comparados (Reino Unido, Holanda, etc.)
- El modelo retributivo de la actividad de distribución de gas natural en España tiene un implícito riesgo comercial no existente en otros modelos de redes. La rentabilidad del negocio en España depende de la relación penetración de clientes -demanda- inversión, y evoluciona en el tiempo. Esto es, las compañías de distribución asumen en su riesgo de retorno las desviaciones del plan de inversión original por no conversión de clientes o por bajas. No es el caso de otros países de Europa donde la actividad de distribución de gas tiene un reconocimiento explícito de las inversiones (modelo “RAB”).

La eficiencia de la retribución de los negocios de redes en España no es única para la actividad de distribución de gas natural: el transporte de gas natural también tiene una retribución por cliente inferior a la media europea, (11%). Cabe recordar que la reforma del 2014 implicó una reducción de la base de retribución del transporte de 97 M euros.

**Figura 9**



Finalmente, re incidir que España es, junto con Portugal, el único país entre los comparables europeos en los que la remuneración a la distribución no se ha visto incrementada en los últimos años (2014-2018). Algunos países como Alemania u Holanda han experimentado incrementos muy por encima de las tasas medias de inflación. La contención de costes regulados explica, en parte, por qué en España las tarifas de consumo de gas son competitivas respecto a la media de los países europeos, como veremos a continuación.

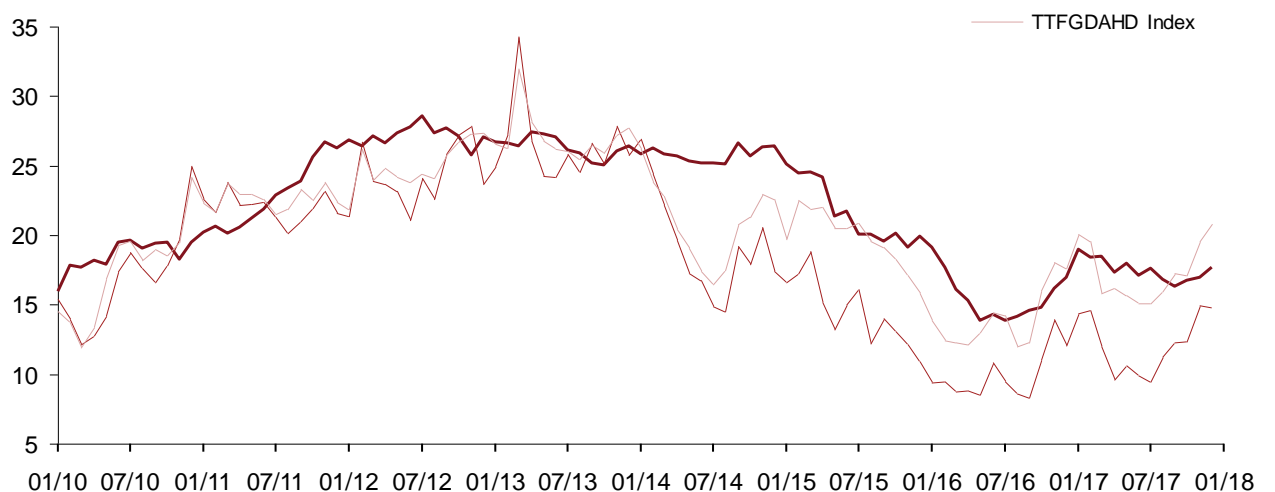
***El precio de la molécula de gas en España se ha aproximado al de otros índices europeos. La revisión de subyacentes de contratos de suministro de gas a largo plazo a España supondrá una oportunidad de mantener la convergencia con los “hubs” europeos de referencia***

El precio de la molécula de gas natural en España se ha reducido desde el año 2015, año de entrada efectiva del nuevo mercado organizado del gas natural, en 5,1 €/MWh (-22%). Esta reducción se debe entre otras razones a la propia evolución de los subyacentes de los principales contratos del gas natural en España (como referencia, el barril de Brent cayó un -32% en el período enero 2015 – diciembre 2017) y a un mercado de GNL cada vez más competitivo (mercado actualmente en situación de sobrecapacidad que reduce precios de la actividad). Así, se observa una convergencia progresiva a los precios de otros mercados europeos, alcanzando los 0,2 €/MWh de diferencial respecto al TTF (Holanda) en 2017, frente al 1,9 €/MWh del año 2015.

**Figura 10**

**Evolución del precio del GN+GNL en aduana vs. TTF vs. NBP**

[€/MWh]



Fuente: Bloomberg, Análisis de PwC.

En la actualidad la mayor parte de los contratos de gas natural a largo plazo que suministran el mercado en España están indexados a fórmulas derivadas del barril de Brent. La ausencia de un índice de precios de gas propio del Hub español, donde Mibgas actúa únicamente como mercado de balance, refuerza la práctica de mantener el petróleo como subyacente de referencia en las contrataciones de gas en España.

La renegociación prevista de gran parte de los contratos de aprovisionamiento de gas natural a largo plazo que se llevará a cabo progresivamente durante los próximos meses marcará la convergencia futura de la molécula de gas natural en España en la medida que se aproveche la oportunidad para reformular los mismos considerando índices propios de gas como referencia.

## La factura de gas natural es competitiva en comparación con otros países europeos

*La factura doméstica en España (98 €/MWh) está al nivel medio europeo, siendo inferior a países como Alemania (-7%), Italia (-11%), o Francia (-41%)*

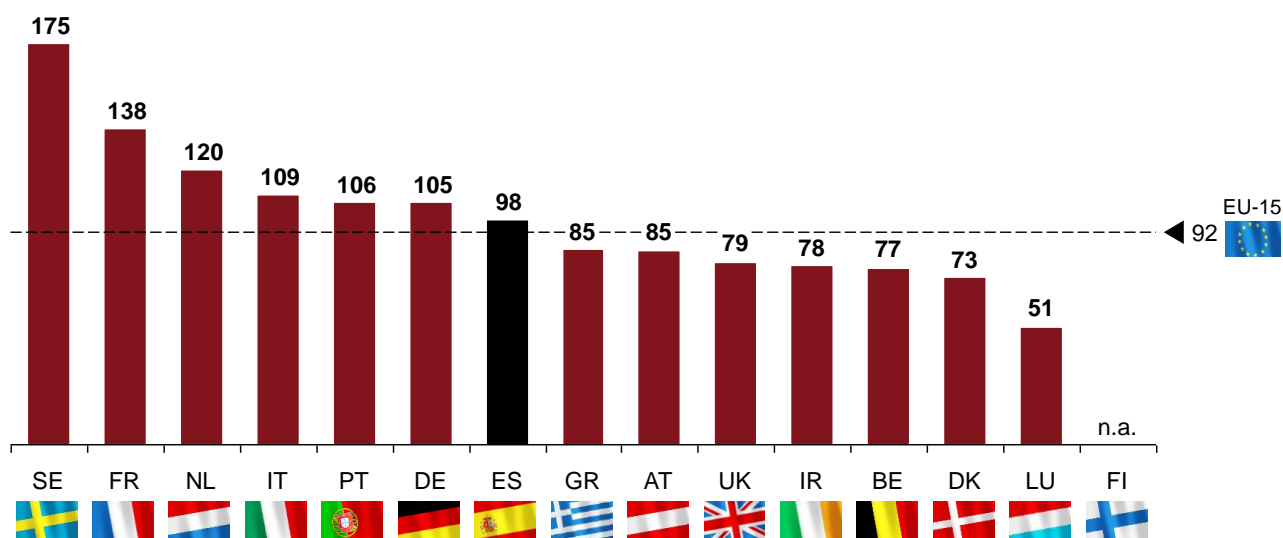
Un consumidor doméstico medio de gas natural en España (consumo de c.5MWh/año) tiene un gasto de c.500 €/año. Esto supone un c.2% del total de la cesta de gasto de un hogar en España, al nivel de otros gastos relevantes como electricidad (2,5%), gasolina (c.5%), telefonía y comunicaciones (c.3%). El disponer de precios competitivos de gas no es, por tanto, un aspecto menor en la economía familiar.

La contención de los peajes de acceso, unido a la convergencia progresiva de la molécula de gas natural en España a otros índices europeos (1,7 €/MWh en 2015-2017), hace que la factura de gas natural en España (98 €/MWh) esté en línea con la media europea (UE-15), siendo inferior a países comparables como Alemania (-7%), Italia (-10%), o Francia (-29%) que, por otro lado, son países que gozan una mayor penetración. Un consumidor doméstico medio en Francia pagaría más de 200 Euros adicionales al año por su factura de gas respecto a un mismo cliente en España.

**Figura 11**

### Factura media doméstica<sup>(1)</sup> EU-15 en 2016

[€/MWh]



(1) Consumidor doméstico "Band D1" <5,5 MWh/año

Fuente: Comisión Europea; ACER; Eurostat; Análisis de PwC.

La factura del gas que paga un doméstico en España es competitiva respecto a Europa, lo cual no ocurre con otros productos energéticos como la electricidad o los hidrocarburos, donde los precios de España están en los más altos de nuestros comparables.

**La factura del cliente industrial en España (33 €/MWh) está por debajo de la media europea, esto es, siendo inferior a países como Alemania (-18%), Italia (+1%), o Francia (-20%)**

Un consumidor de industria media (3 – 30 GWh/año de consumo, lo que engloba aproximadamente a 2.500 industrias en España) tiene una factura de 33 €/MWh, lo que hace que la factura de gas natural en España esté por debajo de la media europea (UE-15 -21%), siendo inferior a países comparables como Alemania (-18%), Italia (+1%), o Francia (-20%).

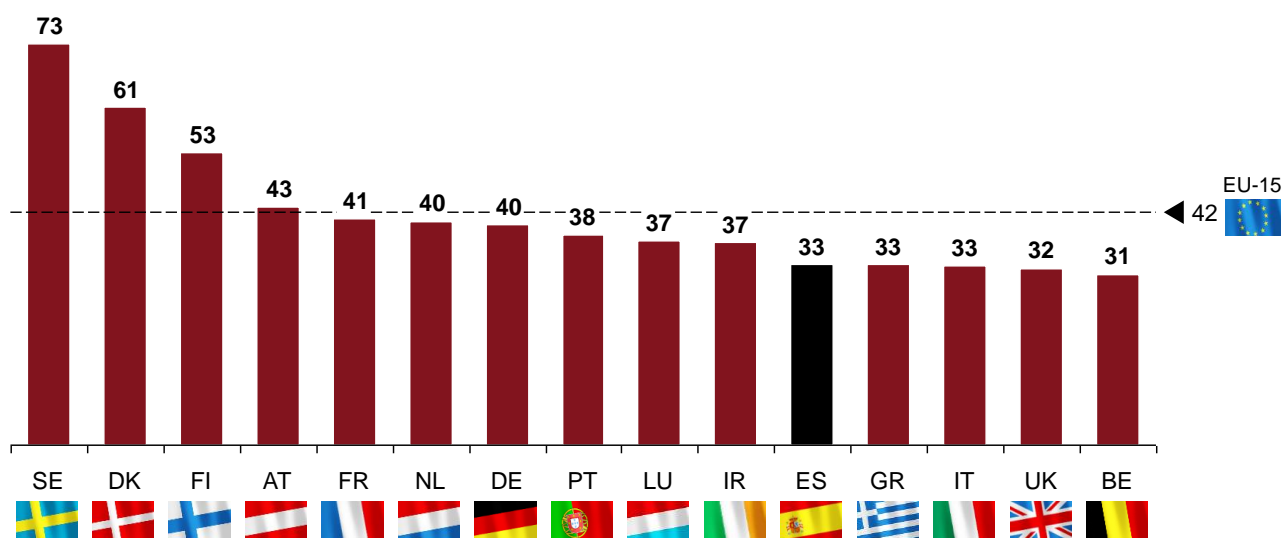
Del mismo modo, consumidores industriales de rangos de consumo superior (30-300 GWh, o 300-1200 GWh), tienen una factura un -16% y un -23% inferior a la media UE-15.

Únicamente en el segmento de muy altos consumo (>1.200 GWh de acuerdo a la segmentación proporcionada por Eurostat), que representan del entorno de 30 TWh, en España, esto es, aproximadamente el 15% de la demanda industrial, la factura en España es superior a la media europea (12% superior).

**Figura 12**

**Tarifa media industrial<sup>(1)</sup> EU-15 en 2016**

[€/MWh]



(1) Consumidor industrial "Band I3" 3 – 30 GWh/año.

Fuente: Comisión Europea; ACER; Eurostat; Análisis de PwC.

Para muchas empresas el consumo de gas es clave en sus procesos industriales y por tanto tener una factura baja supone ganar competitividad. Que la factura en España sea más baja que otros países supone que nuestras empresas están en mejores condiciones para competir. Recordemos que las empresas que suman el 6% del PIB consumen más del 30% de su energía a través de gas natural, siendo el segmento industrial el principal segmento de consumo a día de hoy de gas natural (del orden dos terceras partes de la demanda de gas natural se destina al segmento industrial incluyendo cogeneración).

Del mismo modo, como veremos más adelante en el documento, la transformación a gas natural en la industria presenta todavía un alto potencial, y debería ser una prioridad en el marco de los objetivos de transición energética dado que, a la vista de la comparación respecto a Europa, es fuente de ventaja competitiva.



---

## ***En el corto y medio plazo existen determinadas cuestiones que deben ser resueltas para garantizar la competitividad del gas en todos los segmentos de consumo***

*El sector del gas natural es un sector financieramente saneado y que ofrece precios competitivos: Hay que solucionar ciertas distorsiones de mercado y cuestiones regulatorias pendientes para asegurar que el sistema gasista ejerza el rol clave esperado en la transición energética.*

Después de la reforma del sector del gas natural en 2014, el sistema está financieramente en equilibrio de costes e ingresos regulados, las remuneraciones de las principales actividades reguladas se encuentran por debajo de otros países comparables, y la factura final es competitiva frente a la media europea.

A pesar de lo anterior, existen una serie de distorsiones a solucionar, que progresivamente se han convertido en una problemática creciente para el sector, y que darían las señales adecuadas a la inversión en el contexto de una transición energética en aquellos segmentos en los que el gas natural deberá jugar un rol en la transición energética, tal y como se expone en la siguiente sección.

Las principales cuestiones a abordar se presentan a continuación, que, salvo el incremento de capacidad de interconexión firme, podrían darse al amparo del mandato desde Europa de llevar a cabo una trasposición de Directiva Europea que debe dar respuesta a una metodología de peajes de acceso de la actividad de transporte de gas natural. Sin ánimo de ser exhaustivo, estas distorsiones deberán ser resueltas para seguir impulsando de forma ordenada el futuro del sector gasista.

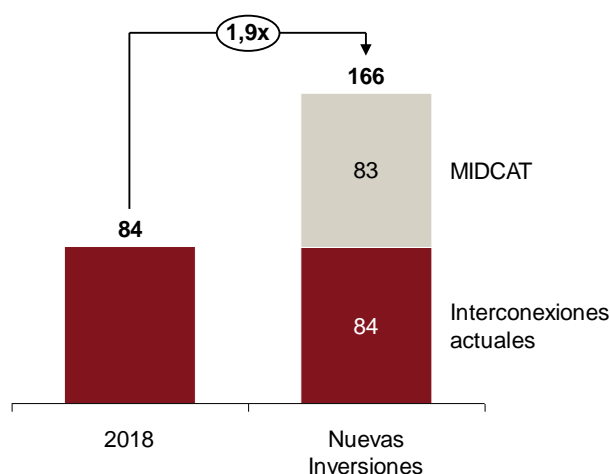
### ***Los proyectos de interconexión con el Norte de Europa facilitarían la convergencia de precios del mercado español con los mercados europeos***

El limitado nivel de interconexión es uno de los motivos por los que se produce un desacoplamiento del precio del gas en España respecto al precio de la Europa Continental, donde el uso de los índices de gas de los Hubs más líquidos (NBP, TTF, etc.) marcan la referencia en la mayoría de las transacciones de gas.

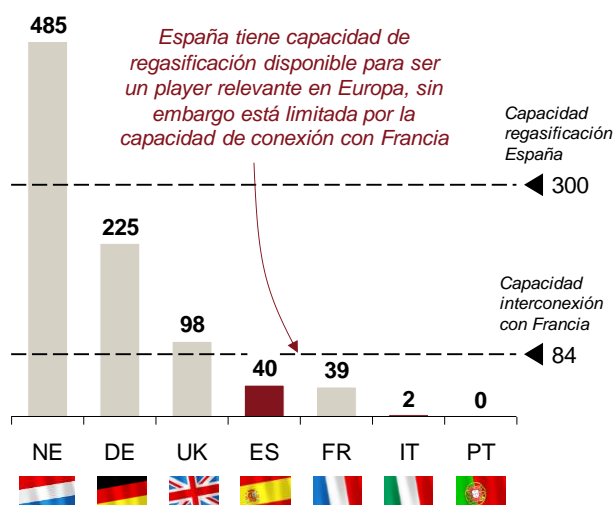
Pese a que en España en 2013 se realizó un incremento de capacidad para el desarrollo de flujo bidireccional de capacidad entre España y Francia, debe notarse que el porcentaje que representa dicha capacidad respecto a la demanda sigue estando lejos del porcentaje que representa en otros mercados con alto nivel de integración de precios (por ejemplo, el Reino Unido, Bélgica y Holanda). En España el flujo neto de exportación de gas natural es de 40TWh, mientras que, por ejemplo, Reino Unido goza de un flujo neto de exportación de 98 TWh y Holanda de 485 TWh. Así, los mercados en *North West Europe*, Reino Unido (NBP), Bélgica (Zeebrugge) y Holanda (TTF) se encuentran fuertemente interconectados, resultando en una correlación casi perfecta, tan solo alterada por situaciones temporales de indisponibilidad o saturación de dichas interconexiones.

**Figura 13**

**Capacidad de interconexión de gas natural entre España y Francia [TWh]**



**Flujo de exportación de gas natural en los principales países de la EU [TWh]**



Fuente: Enagas; MINETAD; Eurostat; Análisis de PwC.

Por otro lado, el mercado francés presenta limitaciones internas de capacidad en el flujo Norte - Sur que conecta las distintas zonas de balance presentes en dicho mercado. En efecto, Francia cuenta con dos zonas de balance diferentes (PEG Nord y TRS, esta última englobando PEG Sud y TIGF). Si bien los precios en PEG Nord están estrechamente vinculados a los precios en los mercados de Reino Unido, Holanda o Bélgica debido a las buenas interconexiones con estos, los precios en TRS pueden variar significativamente debido al nivel de interconexión con PEG Nord. El incremento de la interconexión entre zonas de balance en Francia es un aspecto clave estratégico para la correlación de precios en España con el norte de Europa.

En este sentido, la interconexión prevista en Francia durante 2018 de TRS y PEG Nord y su integración en una única zona de balance, y las condiciones de capacidad firme e interrumpible de la nueva interconexión con España, (Midcat) condicionará la capacidad de flujo de gas desde la Europa continental a España y viceversa y, como consecuencia, la convergencia de precios.

Este incremento de capacidad de interconexión firme podría permitir a España convertirse en una alternativa real a otras fuentes de suministro de gas natural en Europa, aportando su flexibilidad GNL y diversificando el riesgo de suministro. España cuenta en la actualidad con 6 plantas de regasificación operativas (Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugaros y Bilbao), así como una planta de regasificación adicional hibernada (El Musel) debido a la situación actual de contracción de la demanda y bajo uso del nivel de regasificación (durante el año 2017 el nivel de utilización de las regasificadoras fue de tan solo un 30%).

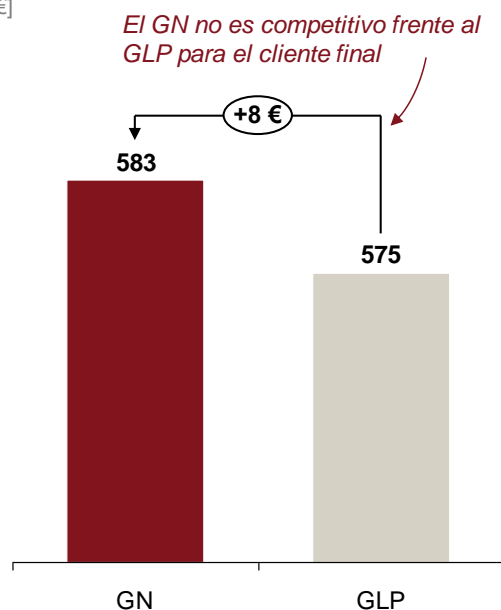
## La mayor competitividad de la tarifa regulada de GLP y la falta de incentivos para el distribuidor no fomentan la transformación de clientes a GN

En la actualidad conviven dos productos sustitutivos entre sí, gas natural y gas licuado del petróleo. Entre 2015 y 2016, Repsol, principal operador de GLP vendió su negocio de GLP (del orden de 490 mil clientes) a cada distribuidor de gas natural en función de su zona de distribución. La tarifa regulada actual del GLP desincentiva la conversión de clientes de gas natural, tanto desde el punto de vista del distribuidor (mayor margen del negocio de GLP), como desde el punto de vista del cliente final (para el cliente final únicamente es atractivo en el entorno de precios de *commodities* actuales a partir de consumos del entorno de 8-9 MWh/año, esto es, en zona fría). La contribución del gas natural a la transición energética en el sector doméstico pasa por eliminar la barreras actuales e impulsar la transformación de los clientes de GLP canalizado a gas natural.

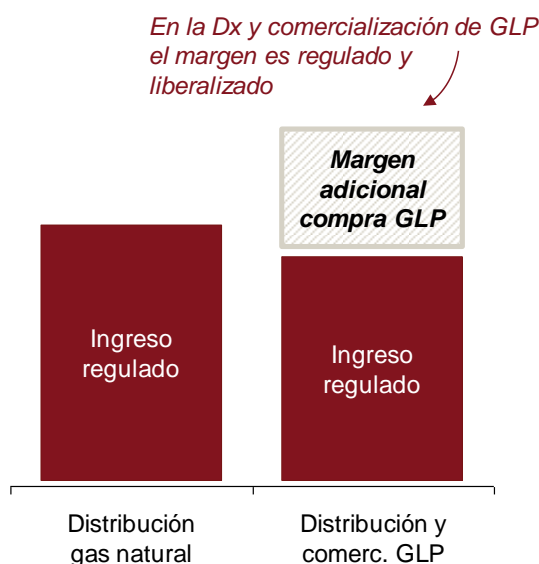
Figura 14

### Coste anual para el cliente del GN vs. GLP<sup>(1)</sup>

[€]



### Margen GN vs. GLP por punto de suministro para un distribuidor



(1) Se considera un consumo medio de 8 MWh.

Fuente: BOE; CNMC; Calculadora de precios compañías de distribución; Análisis de PwC.

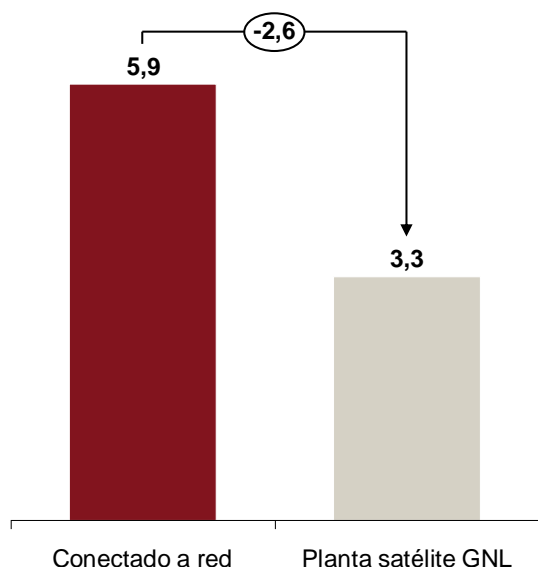
## Las plantas satélites de GNL se benefician de un sistema regulado para competir con un esquema liberalizado

Existe un riesgo de pérdida de demanda en el segmento industrial (y en el incipiente segmento de gas natural vehicular) al sustituirse conexiones a red de distribución por plantas satélites, que se benefician de un sistema integrado y regulado para competir con un esquema de negocio liberalizado frente a peajes de acceso regulados. Se crea una problemática análoga al autoconsumo eléctrico. El autoconsumidor se beneficia del sistema regulado por la noche, mientras la planta satélite se beneficia del sistema regulado que no se ha diseñado para esta actividad liberalizada.

Una regulación que nivele el peaje para suministro a través de planta satélite de GNL como a través de tubería es un planteamiento regulatorio que ya se ha dado en otros países del entorno, como Portugal.

**Figura 15**

**Diferencia coste de peajes GN vs. GNL [€/MWh]**



Ventajas GN vs. GNL en zonas con red de gas natural ya desplegada:

- ☐ Mayor **flexibilidad y garantía en el suministro**
- ☐ Mayor **seguridad en el aprovisionamiento** al evitar el transporte de mercancías peligrosas en núcleos urbanos
- ☐ Mayor **seguridad** y controles en las **instalaciones** de suministro
- ☐ **Reducción emisiones** al evitar el uso de flotas de transporte

(1) Se considera un cliente con consumo medio para la Tarifa 2.2.

Fuente: BOE; Análisis de PwC.

***El consumidor doméstico soporta un mayor peso relativo que el industrial, soportado fundamentalmente sobre el término variable***

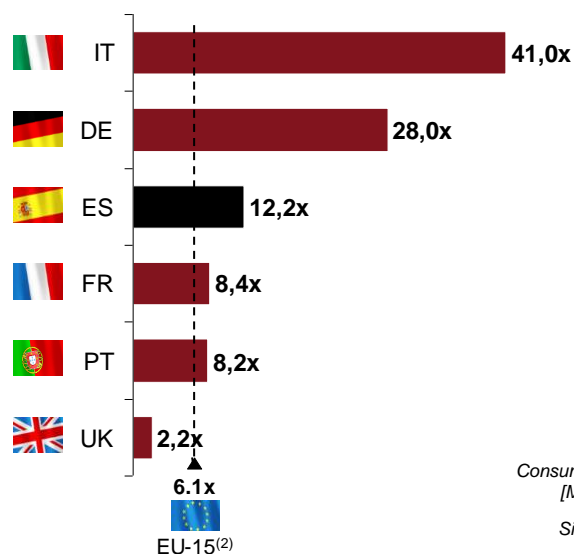
No existe equidad entre el peso relativo del peaje de T&D que soporta un consumidor doméstico frente a uno industrial. Si bien en todos los países europeos el consumidor doméstico soporta mayores pesos de los peajes de acceso que el consumidor industrial, en España este diferencial es superior a la media europea (x 12, dos veces comparado con x 6,1 veces media de UE-15). Si bien la nueva metodología de peajes debería tener en cuenta un reparto más equitativo entre la carga que soporta el cliente doméstico frente al industrial, hay que tener en cuenta que apoyar la competitividad de la industria española genera un impacto socioeconómico que revierte al ciudadano a través de la creación de riqueza y empleo.

Por otro lado, España es uno de los países donde el peso relativo del término fijo es más bajo frente al término variable. Para un consumidor doméstico medio, en el caso de España el peso relativo del peaje fijo es del 10%, frente al 90% del peaje variable. Otros países, como Alemania o Reino Unido, tienen un peso relativo del peaje fijo y variable para un consumidor doméstico medio del 34% para Alemania o el 89% para Reino Unido. La revisión del peso relativo de los términos fijo y variable no es algo nuevo en el sector energético nacional, como ejemplo, en el sector eléctrico, tras la reforma del sector en 2013 el peso relativo del término fijo pasó del 26% al 54%. La definición de un reparto más ponderado entre el cargo fijo y variable de los peajes tendría dos efectos positivos:

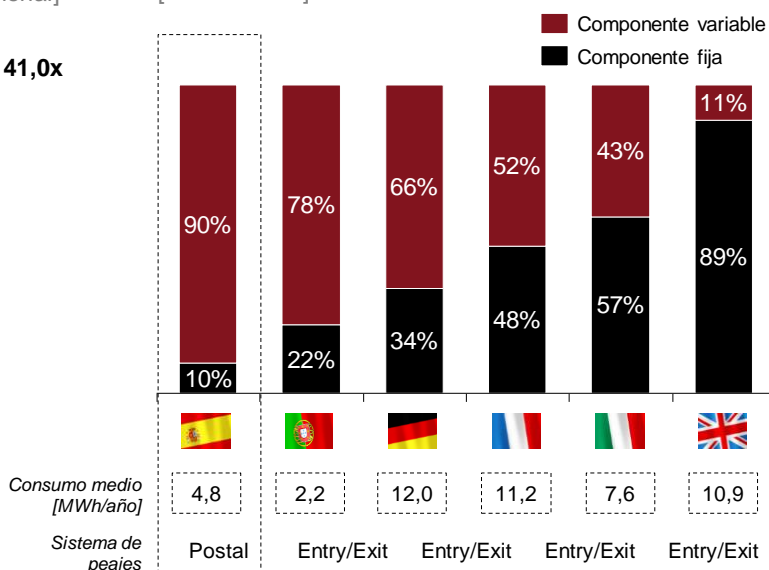
- Una mayor resiliencia económica del sistema gasista ante situaciones coyunturales de demanda adversa, dado que la generación de ingresos para el sistema proveniente del sector doméstico se verá menos afectada por la demanda.
- Además, se proporciona una señal de precio al mercado que fomenta el caso de negocio para aquellos clientes que tienen un mayor consumo (que incluso verían reducida su factura) respecto a los clientes con menor consumo.

**Figura 16**

**Coste peajes Tx y Dx<sup>(1)</sup> en tarifa doméstica sobre tarifa industrial en 2015 [Adimensional]**



**Valores ATR<sup>(3)</sup> en la tarifa doméstica en 2017 [% de €/MWh]**



(1) Peajes Tx y Dx se refieren al equivalente al término de conducción en el Sistema Gasista español. Los peajes asociados a reserva de capacidad, regasificación y almacenamientos subterráneos quedan recogidos implícitamente en la componente de energía; (2) EU15 – Irlanda, Grecia, Finlandia, Luxemburgo no están incluidos en el análisis al no disponer de la información; (3) Acceso de Terceros a las Redes (ATR)

Fuente: Comisión Europea; ACER; Orden IET/2446/2013; Orden IET/2445/2014; Información reguladores y operadores; Análisis de PwC.

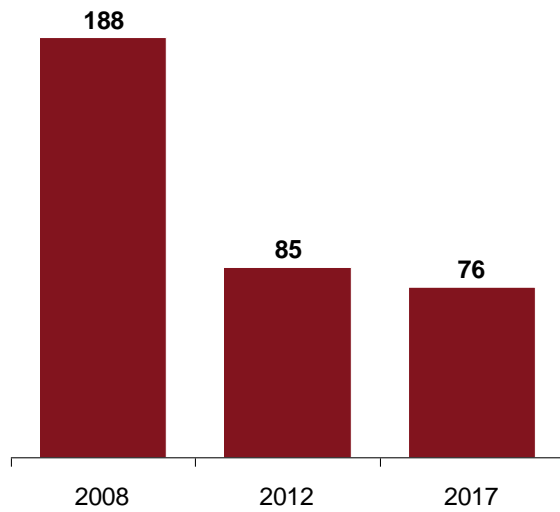
**La revisión de los pagos por capacidad permitiría internalizar en los mismos los peajes de gas, evitando contratación a corto plazo**

El cambio de paradigma en el funcionamiento de los CCGTs (pasando de funcionar en base a funcionar como centrales de respaldo) ha supuesto que los operadores busquen estrategias de optimización de costes que les permitan mantener las centrales en margen de explotación positivo. Una de estas medidas está en la contratación de peajes a corto plazo, minimizando por lo tanto el importe a pagar del término fijo de peajes de acceso, lo que limita el que los ingresos regulados acompañen la evolución de la demanda de gas natural. Si bien debería ser cuestionable la posibilidad de contratación de este modelo de peajes, la revisión del mismo debería venir acompañada de un modelo de pagos por capacidad en el que se reconozca (y por tanto repercuta) el coste del sistema gasista al back-up del sistema eléctrico.

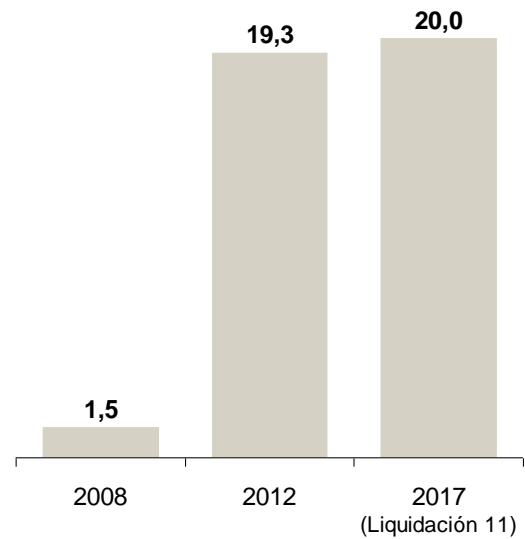


Figura 17

Evolución consumo gas natural de CCTGs 2008-17 [TWh]



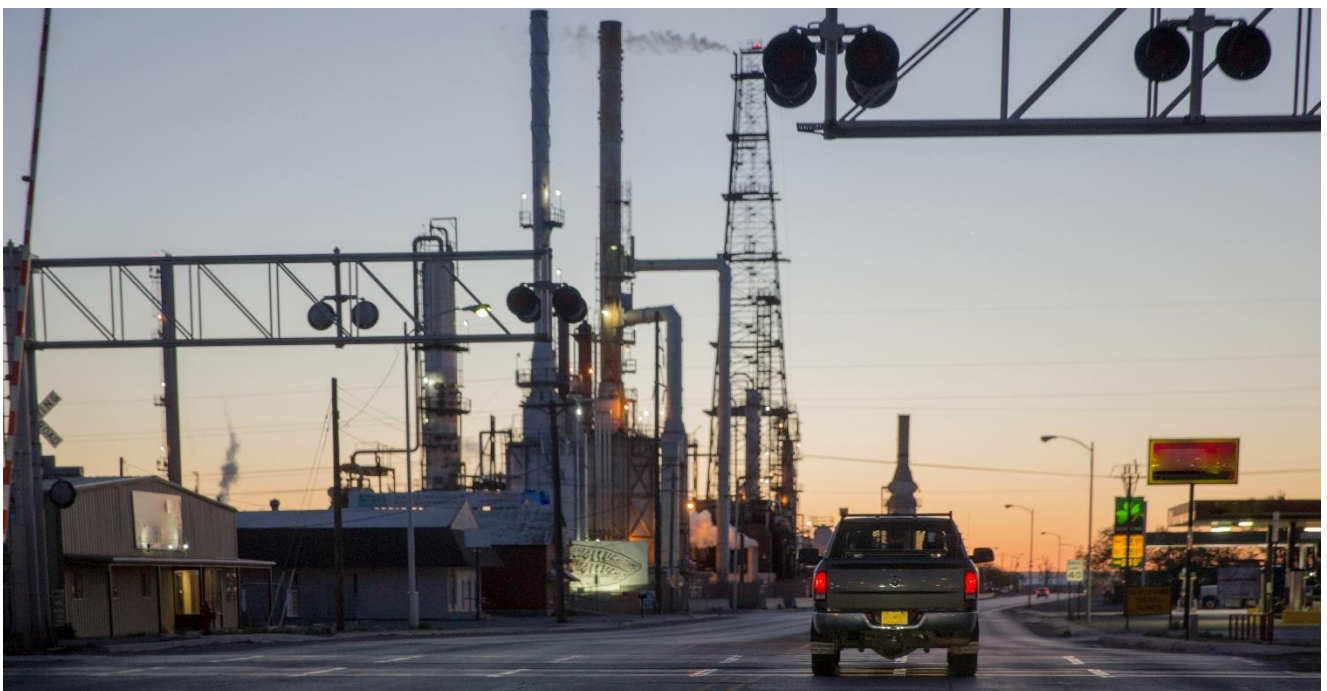
Evolución histórica de la capacidad contratada a corto para el grupo 1 [TWh]



Fuente: CNMC, Análisis de PwC.

***El bunkering es una oportunidad en el corto plazo para que los puertos españoles sean la referencia frente a puertos cercanos***

Establecimiento de un modelo de peajes que permita capturar oportunidades de maximización del uso de infraestructuras: (i) España como *Hub* de GNL; (ii) mercado incipiente de *bunkering*, en el que el reto principal es posicionar a España como opción más atractiva frente a puertos “competidores” regulatoriamente mediante tasa/peaje competitivo.



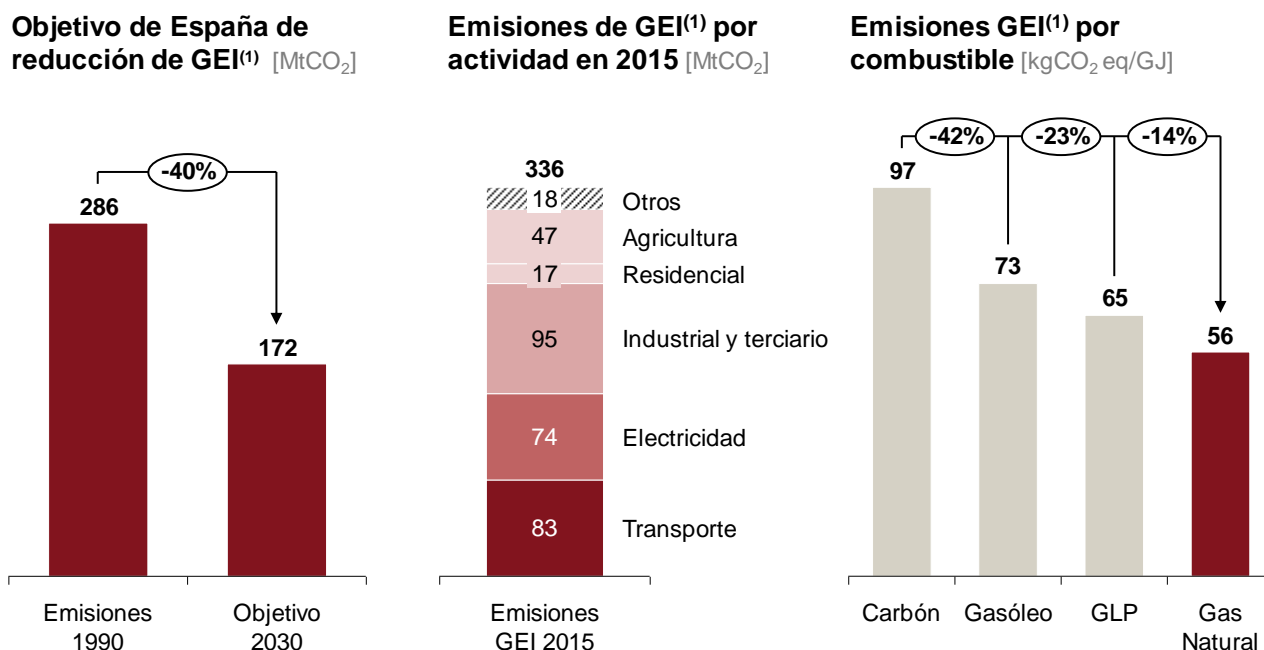
## El gas natural debe jugar un rol a medio plazo para garantizar una transición energética económicamente viable

*El reto de llevar a cabo una transición energética ordenada que no hipoteque la competitividad: el gas natural como combustible clave.*

Nos enfrentamos al reto fascinante de transformar nuestro modelo energético para lograr cumplir con los objetivos medioambientales (a nivel europeo de reducción de un 40% las emisiones contaminantes respecto a 1990, un porcentaje de participación renovable sobre energía final del 27%, y un incremento del 30% de la eficiencia energética), sin comprometer el crecimiento de la economía, y la garantía del suministro.

El gas natural, se anticipa como un vector clave a la hora de abordar de forma eficiente el necesario cambio de modelo energético. El gas natural permite la sustitución de otras fuentes de energía más contaminantes, reduciendo las emisiones GEI a la vez que supone un ahorro en la factura energética.

**Figura 18**



(1) Gases Efecto Invernadero (GEI)

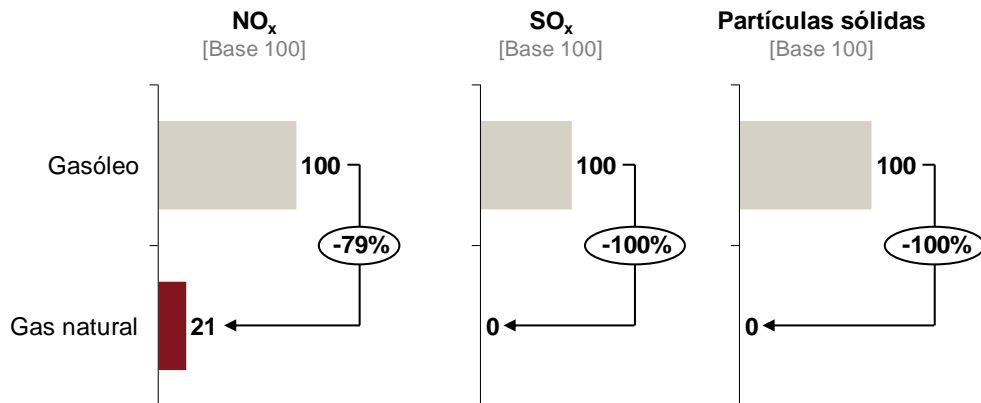
Fuente: IPCC; Comisión Europea; UNFCC; Análisis de PwC.

Asimismo, la “urbanización” de la sociedad ha conllevado un creciente problema de la calidad del aire, esto es, altas concentraciones de compuestos como los óxidos de nitrógeno (NOx), óxidos de azufre (SOx) o las partículas (PM<sub>2,5</sub> y PM<sub>10</sub>), con consecuencias muy dañinas para la salud, de acuerdo a la OMS<sup>2</sup>. El gas natural se presenta como la alternativa más madura que permite atajar el problema de la calidad del aire de las ciudades, sin requerir apenas el desarrollo de infraestructuras adicionales, como se detallará más adelante.

<sup>2</sup> De acuerdo a la Organización Mundial de la Salud (OMS), la contaminación atmosférica es responsable de hasta 30.000 fallecimientos prematuros anuales en España.

**Figura 19**

### Gases contaminantes y partículas sólidas

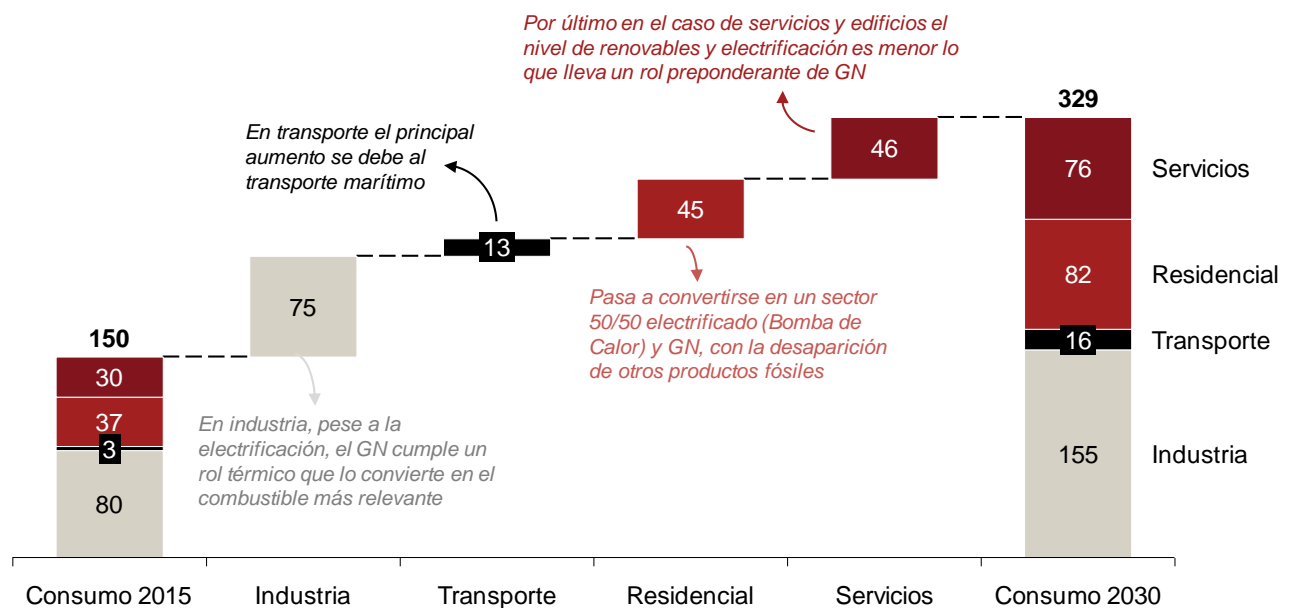


Fuente: CORES; IDEA; MAPAMA; Análisis PwC.

La Comisión de Expertos para la Transición Energética, en su reciente informe *Análisis y propuestas para la descarbonización* destaca el papel relevante del gas natural en la próxima década. Siendo esta energía la que va a experimentar un mayor crecimiento en consumo de energía final (doblándose desde 150TWh en 2015 a más de 300TWh en 2030), pasando a ser el principal consumo en 2030 por delante tanto de la electricidad (+250TWh) como de otros productos derivados del petróleo (+200TWh). Por sectores el informe estima que el crecimiento del consumo final de gas natural vendrá impulsado por la gasificación de la industria (+75TWh) - combustible de referencia para usos térmicos - así como una mayor penetración en residencial y servicios, que lleva a un crecimiento del consumo de +45TWh y +46TWh respectivamente. Mientras tanto en el sector transporte el rol del gas en el medio plazo se prevé limitado al crecimiento en transporte marítimo.

**Figura 20**

### Estimación de consumo de energía final GN por segmento según informe expertos [TWh]



Fuente: Comisión de Expertos de Transición Energética "Análisis y propuestas para la descarbonización"; Análisis de PwC.

Este escenario de crecimiento de demanda es abordable gracias al nivel de desarrollo de las infraestructuras que disponemos en España. Como ejemplo, el uso de la capacidad de regasificación en España oscila entre el 10 – 40% en función de la planta de regasificación, habiéndose diseñado un sistema gasista en la Planificación 2008-16 dotado para dar cobertura a una demanda dos veces la demanda actual.

En el siguiente bloque se abordan algunos ejemplos concretos de ámbitos energéticos en los que el gas natural puede tener una elevada contribución en el corto plazo, en línea con las conclusiones del *Informe de la Comisión de Expertos*. Como se ha expuesto en la sección 1, este informe no pretende dotar de escenarios energéticos a largo plazo, sino en ayudar a identificar las oportunidades concretas de crecimiento para el sector del gas natural, con especial énfasis en aquellas que pueden ser alcanzadas en el corto plazo en la medida que la tecnología es madura, la infraestructura está disponible y supone además una eficiencia económica para el consumidor.





## El gas natural cuenta aún con recorrido en el segmento domestico impulsado por su gran competitividad frente a otros productos petrolíferos especialmente en zonas frías

La penetración de gas natural en el sector doméstico en España es de un 30%, muy por debajo de países con climatología comparable como Italia (88%) o Francia (39%). Se trata de un segmento que todavía cuenta con una presencia significativa de productos petrolíferos, esencialmente gasóleo y GLP envasado, canalizado o a granel.

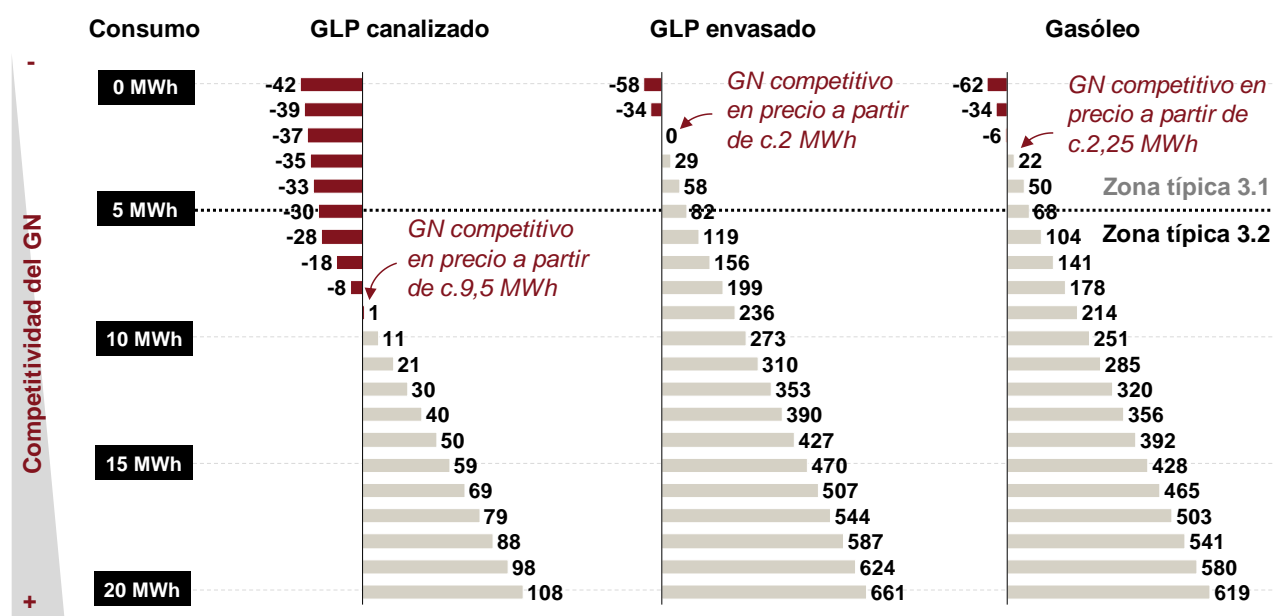
Es particularmente sorprendente la existencia a día de hoy de calderas de gasóleo y carbón en núcleos de población altamente gasificados. Como ejemplo, en la Comunidad de Madrid, con una saturación técnica elevada de la red de distribución de gas natural (esto es, número de casas con acceso a gas natural, conectadas o no) existen en la actualidad en el entorno de 500 calderas de carbón y 3.000 calderas de gasóleo.

La sustitución de productos petrolíferos, que se emplean mayoritariamente para usos térmicos puede llevarse a cabo mediante gas natural de forma sencilla y poco costosa, mediante la adaptación de las calderas e instalaciones domésticas de calefacción. El coste que soporta el cliente varía en función de la transformación energética a acometer, incentivos comerciales y subvenciones autonómicas a la conversión.

El atractivo económico a la sustitución desde la óptica del cliente final se da eminentemente en zonas frías (donde el gas natural se emplea para calefacción además de cocina y agua caliente sanitaria), siendo el atractivo en zona cálida la mayor conveniencia del disponer de acceso a gas natural sin necesidad de sustituir periódicamente bombonas de butano (GLP no canalizado). Asimismo, especialmente en estas últimas, como también se menciona en el informe de expertos, el uso de otras tecnologías como la bomba de calor tendrá un rol cada vez más relevante en un proceso de electrificación de la economía, esencialmente en nuevas viviendas, en las que no se arrastra herencia de instalaciones antiguas pendientes de amortizar.

Figura 21

**Delta precio para consumidor final del los productos petrolíferos vs. GN**  
[€/año]



Fuente: Fuente: Calculadora de precios compañías de distribución; Análisis de PwC.



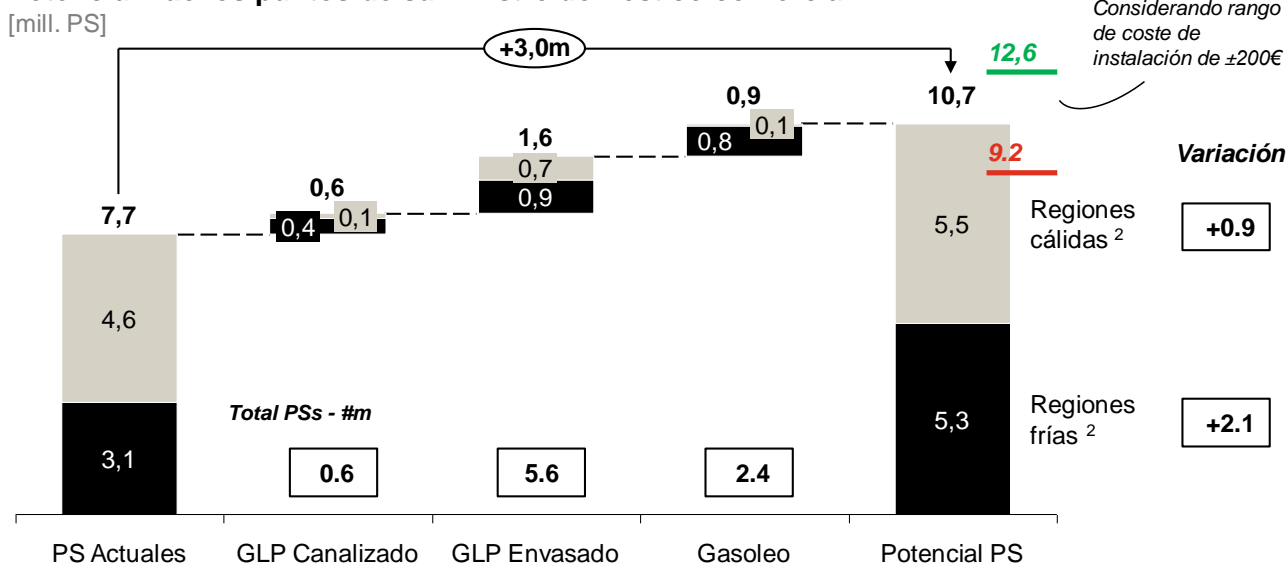
**La conversión del potencial económicamente atractivo de clientes de productos petrolíferos (alrededor de 3 millones de hogares) supondría un ahorro en la factura energética del consumidor doméstico de hasta 300 M€/año**

En base al atractivo comercial a la conversión de clientes se ha estimado un potencial adicional de 3 millones de PS en segmento doméstico y comercial, como ya se adelantaba este potencial de crecimiento se focaliza en zonas frías (+2.1 millones de PS).

Por combustible de origen se estima una conversión de todo el GLP canalizado (+0.6 millones de PS), está última asumiendo una revisión del arbitraje actual de tarifas, la conversión de 1.6 millones de PS de GLP envasado (0.7 PS localizados en zona cálidas asociados a mayor comodidad y casas que incluyan tanto calefacción como agua sanitaria) y por ultimo 0.9 millones de PS de gasóleo, localizados fundamentalmente en zonas frías.

**Figura 22**

**Potencial nuevos puntos de suministro doméstico-comercial**



Notas: (1) la estimación del potencial se basa en el atractivo comercial en base al coste del consumo medio de cada zona con un coste de instalación medio de 400€ (+-200€) (2) se consideran regiones frías aquellas cuya media de consumo doméstico está por encima de 5MWh y cálidas aquellas por debajo

Fuente: CNMC; INE; Análisis de PwC.

La conversión a gas natural puede llevarse a cabo inmediatamente en las zonas donde la red de distribución de gas está desarrollada, esto es, saturando la red de gas existente. El marco regulatorio para la actividad de distribución de gas incentiva el que las empresas distribuidoras tengan clara vocación comercial, ya que retribuye su actividad en base a la captación neta de nuevos puntos de suministro y de su demanda, haciendo que el coste por cliente de la red de distribución de gas natural sea de los inferiores de Europa como se ha mostrado previamente.

Sin embargo, un porcentaje de los clientes potenciales se encuentra en zonas que todavía no cuentan con acceso al gas natural. El potencial de gasificación de estos clientes se ve limitado por unos incentivos regulatorios relativamente bajos (+20€/PS para zona sin gasificar vs gasificada, 50€/PS vs. 70€/PS) que frecuentemente no compensan la inversión necesaria para desplegar su actividad en nuevas zonas.

El potencial de conversión mostrado es conservador si se tiene en cuenta el mercado total de sustitución de sistemas de calefacción, cocina y agua caliente sanitaria que emplean en la actualidad productos petrolíferos. Si bien parte de este mercado total será progresivamente electrificado, el uso del gas natural en el segmento doméstico parece insustituible en el corto plazo. De hecho, como se ha mencionado anteriormente, el informe de la Comisión de Expertos prevé doblar el uso del gas natural a 2030. Para que esto sea posible, deberán establecerse las señales de precio adecuadas, tanto desde el lado de la demanda (el *Informe de Expertos* ya

apunta gravar impositivamente el gasóleo significativamente por encima del gas natural), como de la oferta (el crecimiento del gas natural en segmentos de consumo alejados de la red de distribución, pero con sentido económico para el usuario final, requiere de una reflexión sobre dotar de incentivos a la inversión adecuados) .

**El consumo de gas natural en la industria podría experimentar un crecimiento de +c.30%, ligado a la transformación de productos petrolíferos a gas natural en industrias con grandes necesidades de calor**

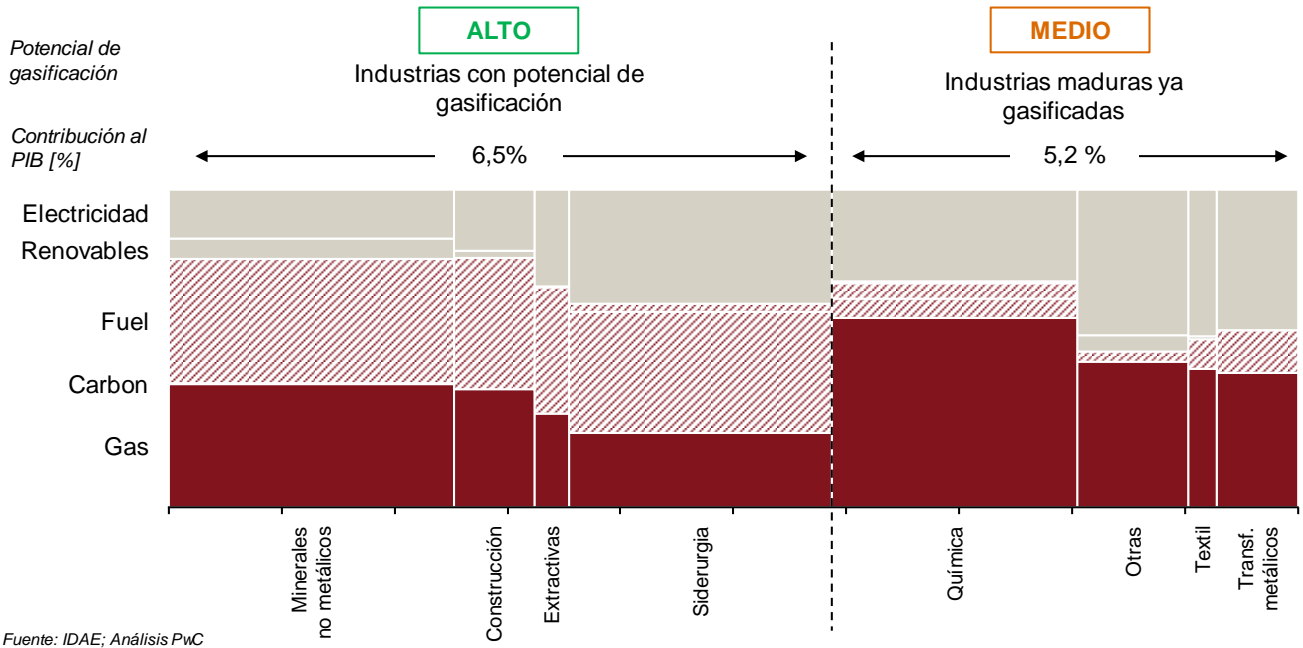
La gran diversidad de procesos y tecnologías propios de los distintos subsectores, unido a que las decisiones en torno al abastecimiento energético se abordan esencialmente con criterios de eficiencia económica y en función del grado de amortización de los equipos, hace que el ambicionar escenarios de electrificación acelerados sea no acertado desde la óptica de competitividad del país.

Históricamente la industria ha visto ciclos de cambio de estructura de combustible largos (de varias décadas), ya que los cambios tecnológicos están ligados a la obsolescencia de los equipos empleados en sus procesos principales. Esto es, el empresario suele tomar la decisión de la sustitución de equipos por otros con tecnologías más modernas y eficientes sólo cuando éstos están completamente amortizados. Así, si bien la sustitución de combustibles más contaminantes implicaría un ahorro en la factura energética y una disminución de las emisiones sustancial, este proceso tendrá lugar dentro de los ciclos naturales de la industria, extendiéndose en el tiempo.

En este sentido, el gas natural aparece como la solución en industrias que requieren calor de alta temperatura, como por ejemplo las industrias químicas, metalúrgica y otras industrias de materiales. En estas industrias, existen países europeos con mayores niveles de gasificación, lo que sugiere que puede existir capacidad de sustitución de combustibles más contaminantes por gas natural, siempre que el subsector industrial lo permita en función de la tecnología disponible en el mercado.

Una sustitución de productos petrolíferos por gas natural en industrias que requieren calor de alta temperatura (ver gráfico adjunto) supondría un incrementar el uso del gas natural en c.30%.

**Figura 23**  
**Consumo energía final en segmento industrial por sector y combustible en 2015**  
[Mtep]



Fuente: IDAE; Análisis PwC

Fuente: IDAE; Análisis de PwC.

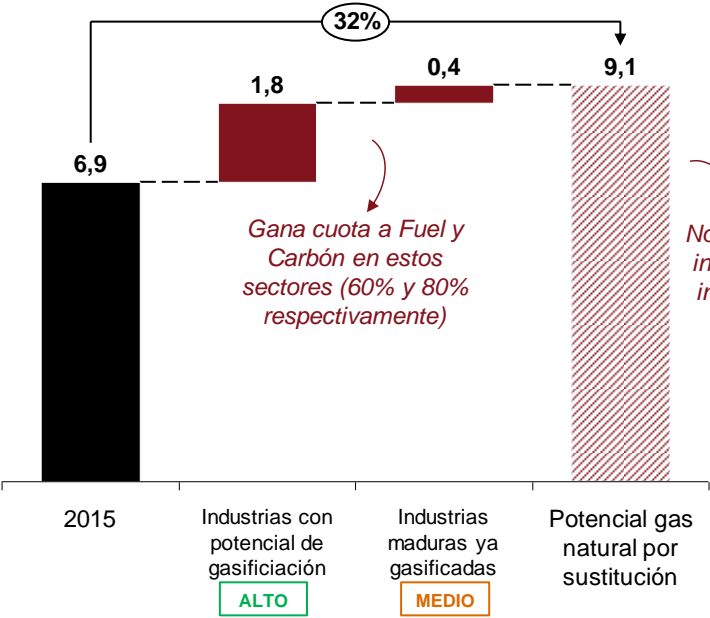
En el medio-largo plazo, los avances técnicos en procesos industriales podrían llevar a la reconversión de industrias en las que todavía existen dependencias técnicas de otros combustibles fósiles, como, por ejemplo, el sector de minerales no metálicos, en el cual – según informes sectoriales de la industria – existe todavía una imposibilidad técnica de sustitución total del coque de petróleo como fuente de alto calor. Sin embargo, en nuestro escenario de potencial hemos limitado el incremento en cuota de mercado en estos sectores debido a la alta incertidumbre a este respecto.

El potencial mostrado parece alcanzable, tomando como referencia el informe de la Comisión de Expertos, según el cual, de forma similar al caso doméstico, se prevé doblar el consumo de gas en el sector industrial.

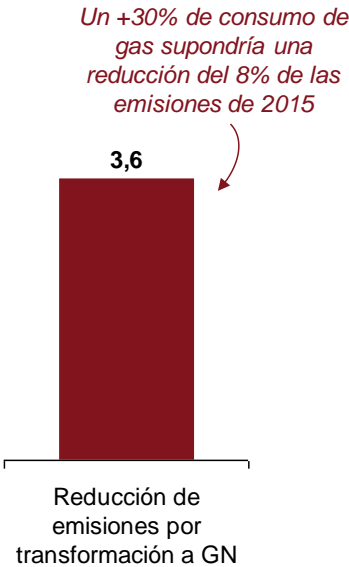
Esta transformación supondría además una reducción de 3,6 M toneladas de CO<sub>2</sub>, lo cual equivale a un 8% de reducción de emisiones del sector industrial.

Figura 24

Potencial GN en consumo de energía final en segmento industrial por sustitución [Mtep]



Reducción de emisiones por transformación de fuel y carbón [Mton. CO<sub>2</sub>]



Fuente: IDAE; Análisis de PwC.

## Los CCGTs son la tecnología que permitirá garantizar el respaldo del sistema eléctrico, en un contexto de masiva incorporación de renovables y abandono paulatino del carbón

La transformación que está viviendo el sector eléctrico, caracterizado principalmente por la alta penetración de energías renovables en el *mix* de generación, hace que requiera de capacidad de respaldo para garantizar el suministro. El respaldo debe garantizar firmeza y disponibilidad del sistema en el medio y largo plazo, es decir, la capacidad del mismo para cubrir la punta de demanda con suficiente potencia firme y acondicionada para entrar en operación en el parque de generación; y, por otro lado, dotar al sistema de flexibilidad, entendida como la posibilidad de programación y arranque de las unidades de producción para solucionar los desajustes entre producción y demanda a corto plazo. En este contexto, los CCGTs son las unidades más capacitadas para aportar estos requerimientos al sistema eléctrico por su alta velocidad de respuesta.

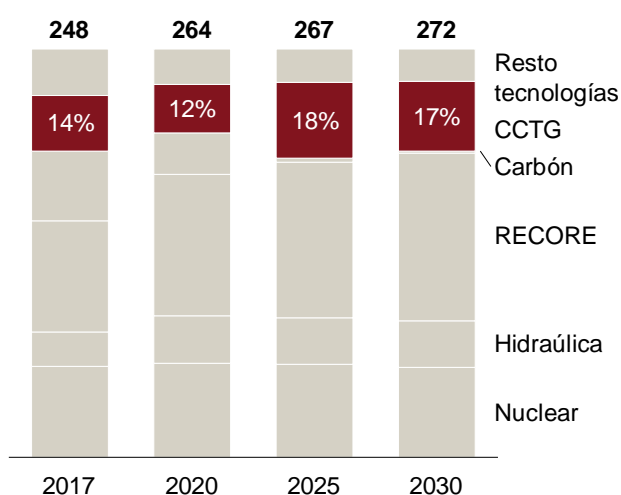
Además, atendiendo a cuestiones medioambientales, la utilización de esta tecnología ofrece también un gran número de ventajas sobre el resto de tecnologías térmicas convencionales de producción eléctrica. Así, las emisiones de NOx y SOx son insignificantes, mientras que las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación a los kWh producidos son, aproximadamente, un tercio de las emisiones de una central convencional de carbón.

De acuerdo a nuestro escenario de mix de generación eléctrica a largo plazo, estimamos que los CCGTs serán requeridos del orden de 2.000 horas en el período 2025-30. Esto es, en un mix de generación crecientemente renovable, el gas natural absorbe el hueco térmico por desplazamiento de centrales de carbón (se ha supuesto el cese de operación de las centrales de carbón nacional -4,3 GW- en 2019, y el cese de operación en 2025 de las centrales de carbón que invertirán en SNCR -1,7 GW-).

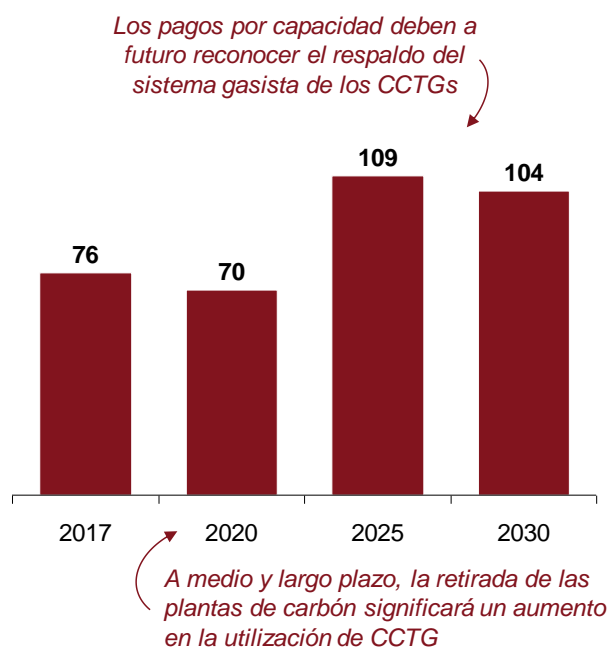
De este modo, si bien no se esperan regímenes de funcionamiento medio de 4.000 horas como en 2008 con una demanda total de gas natural superior a los 180 TWh, sí que se prevé una demanda sostenible en el medio plazo en el entorno de los 100 TWh, por encima de los 76 TWh del año 2017.

Figura 25

### Mix de producción eléctrica estimado 2017-30 [TWh]



### Consumo de gas natural por tecnología CCGTs 2017-30 [TWh]



Fuente: REE; CNMC; Análisis de PwC.

Uno de los retos a los que se enfrenta el sistema eléctrico es que los CCGTs reciban señales de precio apropiadas para el servicio de respaldo y regulación que prestan al sistema. La entrada esperada de tecnologías precio-aceptantes tiene un efecto de “cap” natural en el precio del mercado eléctrico, tal y como lo conocemos hoy. Esto implica que, tecnologías necesarias para el respaldo, pero con una expectativa de funcionamiento medio de aproximadamente 2.000 horas, no reciban la señal de precio adecuada del mercado, para lo cuál requieren de mecanismos de pagos por capacidad –en la actualidad insuficiente para recuperar los costes fijos no cubiertos en los mercados–.

De hecho, la Comisión Europea en el Paquete de Energía Limpia, incluye una serie de directrices entre las cuáles están que los Estados miembro podrán diseñar mecanismos de mercado de capacidad, en los que puedan participar todas las tecnologías con emisiones inferiores a 550 gCO<sub>2</sub>/kWh (esto es, excluyendo de facto a las centrales de carbón). El Informe de Expertos también ahonda en esta cuestión, remarcando la necesidad de revisar el mecanismo actual de pagos por capacidad del sector eléctrico.

***El GNV es una solución inmediata al transporte profesional: Menor coste para el usuario final, reducción de emisiones, y no requiere la subvención de infraestructura de recarga***

El sector transporte fue responsable del 27% de las emisiones de CO<sub>2</sub> que se produjeron en España en 2016. Además, su peso relativo respecto al resto de sectores ha sido creciente, pues en 1990 tenía un 21%. Asimismo, el transporte es uno de los principales responsables de la contaminación del aire en ciudades (altas concentraciones de compuestos como los óxidos de nitrógeno –NO<sub>x</sub>–, óxidos de azufre –SO<sub>x</sub>– o las partículas –PM<sub>2,5</sub> y PM<sub>10</sub>–). La Agencia Europea Medioambiental (EEA en sus siglas en inglés) indica que el transporte por carretera produce alrededor del 40% de las emisiones de NO<sub>x</sub> en Europa (47% en España en 2015) y, en concreto, el diésel genera el 70% de las emisiones de NO<sub>2</sub> en las ciudades.

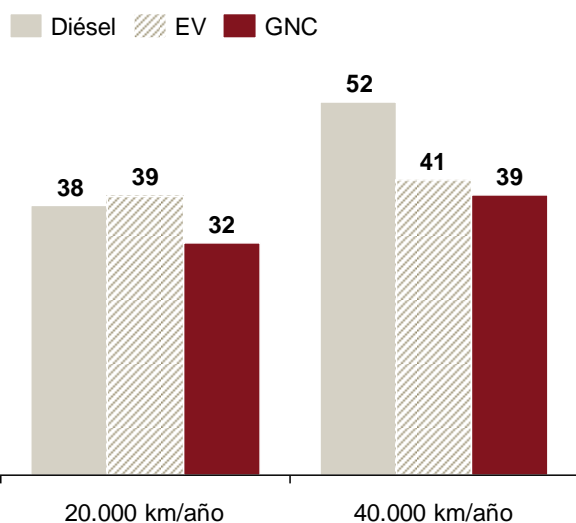
Existen objetivos concretos de descarbonización del sector transporte por integración de tecnologías renovables (10% de energías renovables a 2020). España está a la cola de Europa en integración de renovables vía biocombustibles, solo por delante de Grecia y Estonia, con un 1,7% en 2016 frente al 6,7% de media de la UE, lejos de alcanzar el objetivo. Además, es cuestionable que el uso de biocombustibles sea una palanca sostenible dado que: (i) analizando el ciclo de vida total del combustible las reducciones de emisiones no son tan prometedoras y porque existe una serie de impactos sociales asociados a la fabricación (como el encarecimiento de materias primas de primera necesidad en países en vías de desarrollo)

Existe un relativo consenso a que a nivel general la electrificación del transporte será una palanca fundamental de reducción de emisiones en el medio plazo, especialmente en lo que se refiere al transporte ligero y con un cambio modal un mayor uso del ferrocarril. Sin embargo, la electrificación del transporte en el corto plazo se enfrenta sin embargo a una serie de barreras para su desarrollo efectivo: La eficiencia económica para el usuario final, la limitada autonomía de la mayoría de modelos eléctricos disponibles, y la falta de una red de infraestructura de recarga pública.

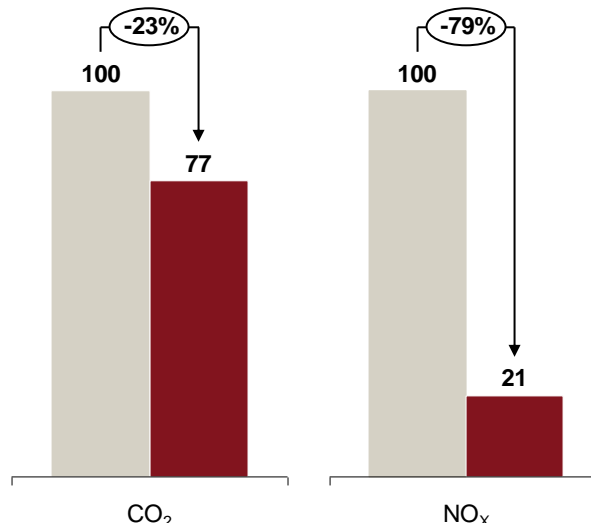
Ante esta tesitura, el gas natural vehicular (GNV) aparece como la solución inmediata, especialmente en nichos como las flotas urbanas de camiones y autobuses propulsados mediante gas natural comprimido, así como camiones de larga distancia propulsados mediante GNL.

**Figura 26**

**Total coste propiedad (TCO) vehículo diésel vs. GNC v.s eléctrico [‘000€]**



**Emisiones CO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub> GN vs. Diésel [Base 100]**



(1) TCO considera coste de adquisición, coste combustible, y excluye costes de mantenimiento.

Fuente: Análisis de PwC; GASNAM.

En España, la flota impulsada a gas natural a día de hoy es de 6,000 vehículos, eminentemente camiones y autobuses públicos metropolitanos o servicios de recogida de basuras, con un consumo cercano a 7 TWh de combustible de gas natural en 2017. Esta penetración es lejana a la de otros países como Italia, líder europeo con más de un millón de vehículos de GNC, o Alemania con 100,000 vehículos. Para el caso de Italia los factores de éxito se pueden dividir en 4 grandes grupos:

1. Una regulación favorable que combina subvenciones a la compra (5000€), incentivos fiscales y ventajas locales como acceso a zonas de tráfico restringido.
2. Promoción por parte de fabricante nacional de referencia (FIAT con +30% de cuota en Italia) a través de una oferta completa de vehículos de gas natural comprimido (15 modelos) y campañas potentes de marketing.
3. Atractivo comercial para el usuario con un TCO (*Total Cost of Ownership*) mejor incluso que el del coche tradicional u otras alternativas medioambientalmente sostenibles.
4. Desarrollo de una red de infraestructura de repostaje que permita competir con la conveniencia de los combustibles tradicionales (24% de penetración de estaciones de servicio en Italia).

Realizando una analogía con las palancas de éxito del caso italiano, en los últimos meses se ha observado un empuje en el desarrollo del GNV en España tanto desde la Administración, como de fabricantes y promotores de infraestructura. Así, el GNV formó parte del plan de subvenciones de la movilidad sostenible de finales de 2017, el Plan Movalt, con una dotación de 3.500€. Asimismo, SEAT ha realizado una apuesta decidida por el gas natural vehicular como tecnología de corto plazo, con el lanzamiento de varios modelos y una fuerte promoción en los medios. De hecho, SEAT estima que el 50% de sus ventas en España en 2025 podrían ser de gas natural vehicular, y se ha fijado como objetivo que 1 millón de sus vehículos circulen con gas natural en 2030.

Por último, en los últimos meses se han llevado a cabo diversos anuncios por operadores de “gasineras” de nuevas aperturas en el corto plazo (como ejemplo, Gas Natural Fenosa anunció recientemente la apertura de 50 estaciones públicas - “gasineras”-, lo que supondría que un único operador duplicaría el número de “gasineras” públicas totales que hay en la actualidad en España).



**Con un consumo energético del transporte profesional en España equivalente a 200 TWh de GNV, consideramos que el gas natural vehicular puede ser una palanca de transición energética superior a las previsiones de la Comisión de Expertos**

Estimamos un consumo energético del transporte profesional en España equivalente a 200 TWh de GNV (asociado a la demanda equivalente para el segmento profesional).

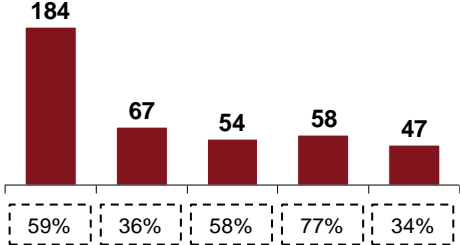
Si bien esto no quiere decir que el potencial real alcanzable sea de esa cifra, nuestra visión sobre la oportunidad del GNV en el segmento profesional es más optimista que la presentada en el informe de la Comisión de Expertos, según el cual sólo el gas natural para transporte se considera principalmente en el transporte marítimo. Los fundamentales por los cuáles consideramos esta oportunidad de crecimiento superior, son, tanto el atractivo económico para el usuario final en el segmento profesional, como el hecho que existen los condicionantes económicos para que para el promotor de una “gasinera” pública sea a su vez rentable. A diferencia del vehículo eléctrico, donde una gran parte de las recargas se espera se realicen en postes privados en los hogares, el modelo de recarga para el gas natural vehicular será análogo al convencional, esto es, recargas del depósito de combustible en “gasineras” públicas. De este modo, un desarrollo de la demanda de gas natural, especialmente en segmentos de flotas profesionales tamaño mediano, o camiones de larga distancia, requerirá de una red de “gasineras” públicas en las que recargar sus flotas.

Esta oportunidad de negocio es la que están visualizando los distintos operadores para la promoción de estaciones de gas natural conectadas a la red de alta presión de distribución de gas natural. En este sentido, y como ya se ha expuesto en la sección 4, las distorsiones tarifarias actuales podrían suponer la propensión de plantas satélites en zonas de la red de distribución careciendo de racional de optimización del uso de infraestructuras ya desplegadas.

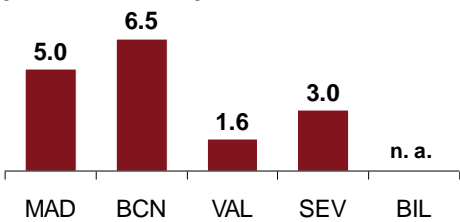
Figura 27

**Relevancia de los medios de transporte en distintas ciudades**

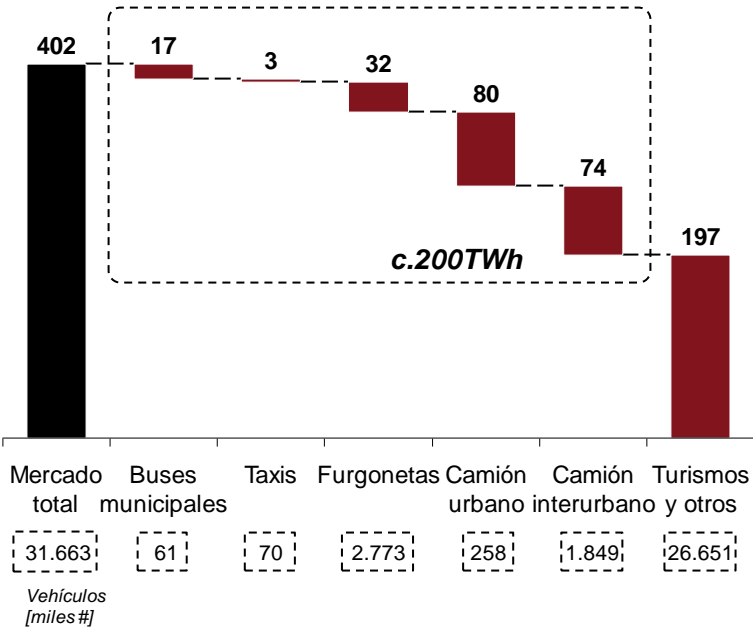
Viajes en autobús por habitante y cuota frente al resto de medios colectivos [nº viajes/año/habitante, %]



Dotación de taxis en las principales ciudades [Taxis / mil habitantes]



**Consumo energético del transporte en España por tipo de vehículo 2016 [TWh]**



Fuente: GASNAM, DGT, Análisis de PwC.

**El GNL para transporte marítimo es la opción con menor impacto medioambiental, además de competitiva en coste: El bunkering es una oportunidad en el corto plazo para que los puertos españoles sean la referencia frente a puertos cercanos**

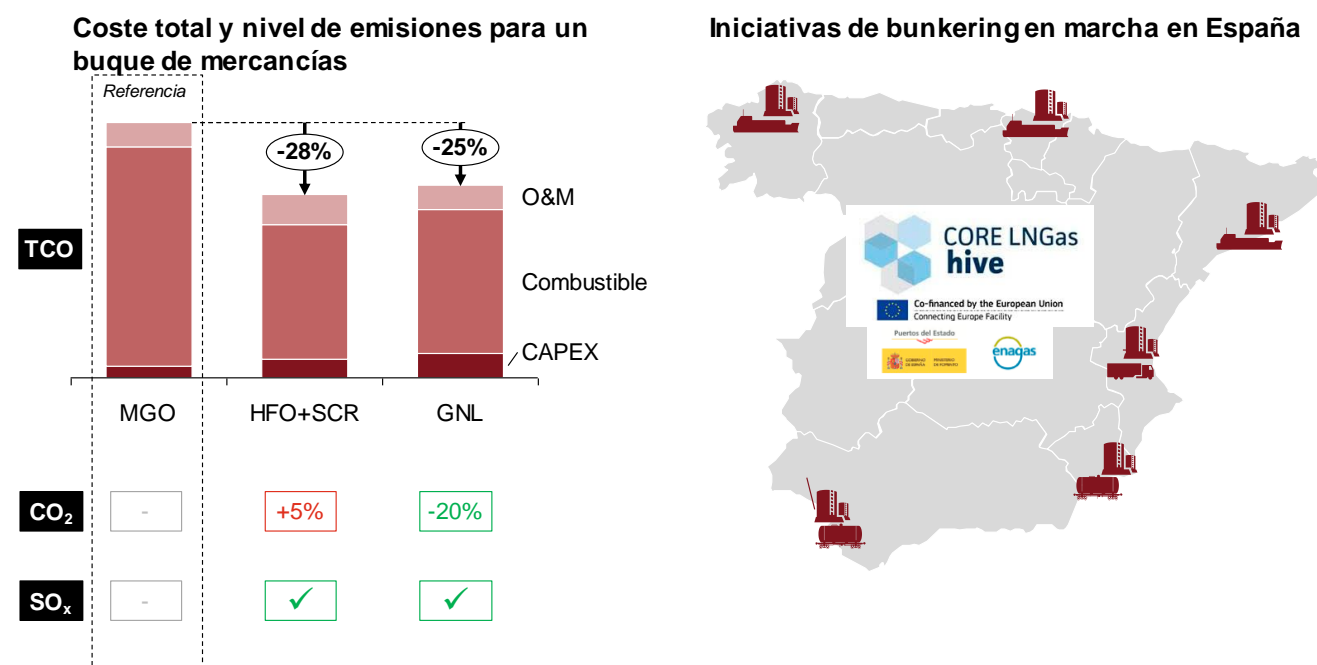
El 90% de las mercancías en el mundo se transportan por barco en algún momento de su cadena logística, por lo que el llevar a cabo medidas que incidan en la descarbonización del transporte marítimo es capital. Para el caso de España, representa el 10% del transporte marítimo de mercancías de la Unión Europea, con 447 Mton, y el 6% de viajeros en transporte marítimo, con 25 millones.

El GNL como combustible es ya una realidad tecnológica para el transporte marítimo de mercancías y de pasajeros, al poder emplearse en barcos de distinto tipo de uso como *ferrys*, cruceros, *containers*, remolcadores. De hecho, en la actualidad hay más de 125 barcos propulsados por GNL, principalmente operando en las zonas de Mar del Norte / Mar Báltico

En un contexto de endurecimiento de las limitaciones medioambientales (actualmente en las zonas SECA - *Sulfur Emission Controlled Areas*- se establece una limitación del 0,1% del contenido en azufre, mientras que en el resto del mundo la limitación se endurecerá al 0,5% del contenido en azufre del combustible), el GNL presenta ventajas sustanciales frente al fuel convencional, al permitir la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en un 20-30%, así como reducir las emisiones de NO<sub>x</sub> en un 100%, SO<sub>x</sub> en un 90%, partículas en un 100%. De hecho, a partir del 1 de enero de 2020, la restricción medioambiental prohíbe de-facto el uso de barcos que empleen fuel, hace que el GNL sea una alternativa que además de contribuir al cumplimiento de este objetivo al igual que el gasoil reduzca las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Desde el punto de vista del promotor, el grado de amortización de las flotas existentes, y el TCO (*Total Cost of Ownership*) entre las distintas tecnologías marcarán su toma de decisión de adopción al GNL para transporte marítimo. En este sentido, el GNL para transporte marítimo es competitivo en costes para el usuario final, en línea con otras soluciones tradicionales que también cumplen con los objetivos de de-sulfurización, estando la ventaja competitiva ligada al arbitraje entre precios de commodities GNL vs. gasoil.

**Figura 28**



Fuente: Entrevistas fabricantes, *CORE LNGas hive*, Análisis PwC

Uno de los retos que se presentan al desarrollo del GNL para transporte marítimo a nivel marítimo está en la necesidad de infraestructuras de carga. En el caso de España, el despliegue actual de plantas de regasificación, unido a la iniciativa *Core LNG Hive Project* que busca mediante proyectos concretos el dotar de la infraestructura necesaria para impulsar la demanda, hace que exista oportunidad real para capturar el potencial. El establecer unos peajes de *bunkering* competitivos frente a puertos cercanos (por ejemplo, en la zona mediterránea), permitiría a España capturar el mercado incipiente, por mayor atractivo en coste para el promotor.

En este sentido, el informe de la Comisión de Expertos, que ratifica esta oportunidad para el GNL en transporte marítimo, tanto de mercancías como de pasajeros, también pone de manifiesto como reto para su desarrollo en España el diseño de un peaje de acceso.

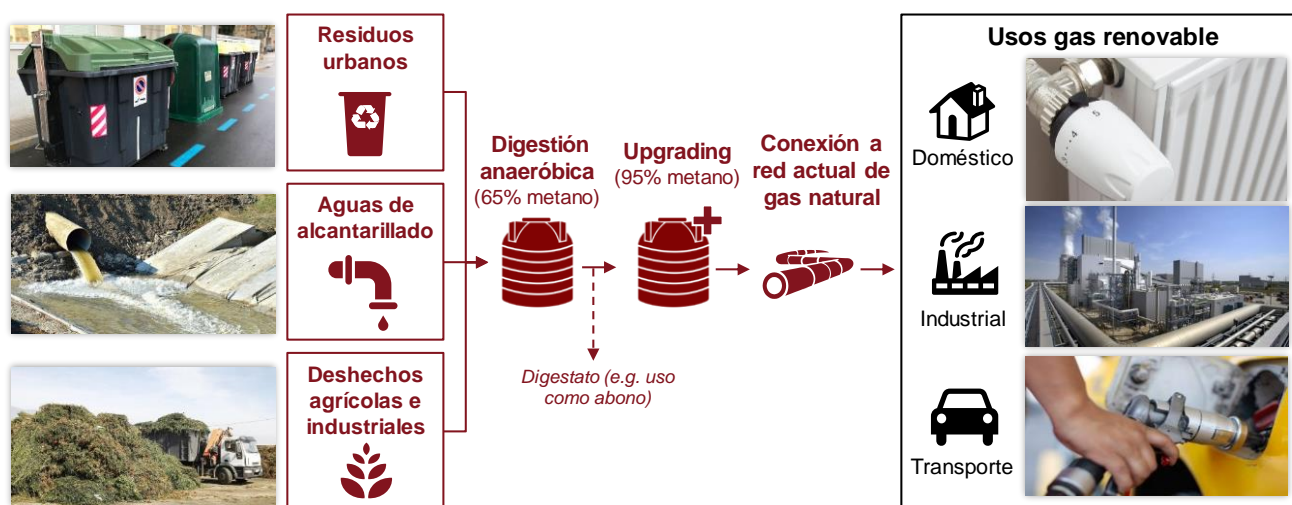
### **Las infraestructuras actuales permiten el uso del gas renovable en el mix energético español en el largo plazo**

El gas renovable se presenta como una alternativa al uso de las instalaciones de gas natural en el contexto de una economía descarbonizada. El gas renovable o biometano tiene su origen en el biogás, esto es, en la digestión anaeróbica de material orgánico (por ejemplo, desechos ganaderos, agrícolas, industriales, residuos urbanos o procedentes de aguas residuales). Con el biogás obtenido (que tiene un contenido de un 50 – 65% metano, y 35 – 50% CO<sub>2</sub>) se lleva a cabo un proceso de purificación posterior comúnmente denominado *upgrading*, en el cuál se elimina el CO<sub>2</sub> remanente para producir biometano (>95% metano).

El biometano resultante es de características análogas al gas natural “fósil”, y puede inyectarse en la red transporte y distribución de gas natural, para uso doméstico, industrial, o vehicular.

**Figura 29**

#### **Cadena de valor del gas renovable**



Fuente: AEBIG; Europapress; Análisis de PwC.

El gas renovable se presenta como una alternativa con impacto neutro en emisiones, dado que la producción de biogás implica el empleo de residuos orgánicos, que habrían liderado si no a la atmósfera tanto metano como CO<sub>2</sub>. Es por ello, además de por la producción del subproducto de digestato como subproducto que puede emplearse en abonos, que el gas renovable tiene encaje en una transición hacia una economía circular y baja en carbono. En este sentido, en el marco de la Estrategia Española de Economía Circular 2030 se apoya explícitamente en medidas concretas el biogás, como la “*incentivación de la utilización eficiente del biogás (inyección en la red de gas, en transporte, en motores de cogeneración, producción de calor...) y de su generación*”.

A pesar de sus ventajas, el gas renovable tiene en la actualidad un desarrollo modesto a nivel europeo: Si bien en Europa se estiman en el entorno de 17.000 plantas de biogás, las plantas de *upgrading* se limitaban a menos de 400, inyectando a red un volumen de consumo equivalente de gas natural inferior al 1%, si bien se estima un potencial cercano a los 50 Bcm. Alemania y Suecia, con aproximadamente 180 plantas y 60 plantas, son los países que han llevado a cabo la mayor apuesta hasta la fecha por el gas renovable.

Una de las principales barreras al desarrollo está en el coste asociado para su producción. En el momento tecnológico actual de instalaciones de biogás y *upgrading*, los precios contenidos de los índices de referencia del gas natural, y la falta de mecanismos de penalizaciones restrictivos por la depositar residuos en vertederos en lugar de su valorización, hace que el gas renovable requiera de subvenciones / tarifas reguladas para su desarrollo, tal y como ha sucedido en otros países.

En otros países de nuestro entorno, se ha apostado por el desarrollo plantas de gas renovable/biometano, contando con el impulso por parte de las Administraciones Públicas, mediante un marco regulatorio adecuado. España sin embargo, se encuentra en una posición de estancamiento en el desarrollo del mismo. El desarrollo de mecanismos específicos de apoyo (económicos, fiscales, garantías de origen), en línea con las mejores prácticas en los países del entorno Europeo, resultará imprescindible para que España pueda capturar todo el potencial y beneficiarse del desarrollo del gas renovable.



---

## **Contactos**

### ***Carlos Fernández Landa***

Socio. Líder del sector Energía en PwC  
*carlos.fernandez.landa@es.pwc.com*  
+34 915 684 839

### ***Óscar Barrero Gil***

Socio. Líder del sector Energía en el área de Consultoría de PwC  
*oscar.barrero.gil@es.pwc.com*  
+34 915 684 993

### ***Gerardo Fernández Martín***

Strategy&, el área de Consultoría Estratégica de PwC  
*gerardo.fernandez.martin@strategyand.es.pwc.com*  
+34 915 684 335



El propósito de PwC es generar confianza en la sociedad y resolver problemas importantes. Somos una red de firmas presente en 158 países con más de 236.000 profesionales comprometidos en ofrecer servicios de calidad en auditoría, asesoramiento fiscal y legal, consultoría y transacciones. Cuéntanos qué te preocupa y descubre cómo podemos ayudarte en [www.pwc.es](http://www.pwc.es)

El presente documento ha sido preparado a efectos de orientación general sobre materias de interés y no constituye asesoramiento profesional alguno. No deben llevarse a cabo actuaciones en base a la información contenida en este documento, sin obtener el específico asesoramiento profesional. No se efectúa manifestación ni se presta garantía alguna (de carácter expreso o tácito) respecto de la exactitud o integridad de la información contenida en el mismo y, en la medida legalmente permitida.

© 2018 PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L. Todos los derechos reservados. "PwC" se refiere a PricewaterhouseCoopers Asesores de Negocios, S.L., firma miembro de PricewaterhouseCoopers International Limited; cada una de las cuales es una entidad legal separada e independiente.