



## ALEGACIONES A LA “PROPUESTA DE CIRCULAR DE LA CNMC POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL” REMITIDO POR LA CNMC

Septiembre de 2019

Con el objetivo de trasladar un único análisis y **propuestas conjuntas de los consumidores industriales** de gas natural que, a la par de facilitar el trabajo de la CNMC logre la mayor consideración de la urgente necesidad de alcanzar mayor competitividad de la industria en España, las siguientes asociaciones realizamos conjuntamente en **un único documento de alegaciones**:

### GasINDUSTRIAL

Asociación que representa y defiende los intereses de las empresas industriales consumidoras de gas de nuestro país. Trabajando para asegurar un suministro fiable y al precio más competitivo posible. Representa y defiende activa y proactivamente al sector industrial consumidor de gas natural ante la Administración y los grupos de interés, para conseguir el mejor precio, unos peajes justos, la mejor disponibilidad y la correcta garantía de suministro. Formada por más de **60 grupos empresariales, con representación de un gran abanico de sectores industriales -automoción, químico, papeler, siderúrgico, cerámico, alimentario...-, con pequeños, medianos y grandes consumidores.**

### ACOGEN, Asociación Española de Cogeneración

Desde **600 industrias intensivas en calor**, con más 4.500 MW de cogeneración operativos, la cogeneración contribuye a la eficiencia energética, la descarbonización y la competitividad del tejido industrial español y de los sistemas energéticos, así el **20% del PIB industrial nacional** se fabrica con cogeneración en empresas que mantienen más de **200.000 empleos directos**. La cogeneración genera el **12% de la electricidad del país empleando el 25% de la demanda nacional de gas natural**, satisfaciendo el 23% de la demanda de energía final de toda la industria española.

### ANFEVI, Asociación Nacional de Fabricantes de Envases de Vidrio

Agrupada y representa a las empresas de producción de envases de vidrio en España. Integra las siguientes sociedades: BA, O-I, VERALLIA, VICSA y VIDRALA. En total cuenta con 13 fábricas distribuidas a lo largo del territorio nacional. La cifra de negocio es de **1.115 millones de €**, produciendo 2,55 millones de toneladas de vidrio fundido (equivalente a 25 millones de envases diarios), generando más de **3.000 empleos directos (de los que 89% tiene carácter indefinido)**. Consume 4,15 millones de MWh (en este punto es importante señalar que se trata de un proceso continuo -los hornos únicamente paran al final de su ciclo de vida que de media ronda los 14 años).

### ANFFECC, Asociación Nacional de Fabricantes de Fritas, Esmaltes y Colores Cerámicos

Asociación empresarial que reúne los productores españoles de fritas, esmaltes y colores cerámicos. Sus asociados son proveedores de las empresas azulejeras, que emplean estos productos en el proceso de fabricación de baldosas cerámicas, siendo las fritas, esmaltes, colores y tintas cerámicas los preparados que otorgan a cada pieza su color y acabado característicos.

Las fritas españolas son desde hace años líderes mundiales en I+D+i, diseño, calidad, ventas y servicio al cliente. Su prestigio es reconocido en todo el mundo. En la actualidad, más del **70% de la producción de fritas españolas se exporta fuera de nuestras fronteras**, llegando a todos los rincones, desde Europa e Hispanoamérica hasta Extremo Oriente. El sector factura **1.500 millones de €** generando más de **3.900 empleos directos**.

### AOP, Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos

Generamos de manera directa, indirecta e inducida **200.000 empleos**. Nuestra **cifra de negocio anual** asciende a más de 40.000 M€. Nuestro **valor añadido bruto** supone un 2,1% de la industria manufacturera. **Recaudamos** más de 17.000 M€ al año en impuestos (impuesto especial de hidrocarburos e IVA). Nuestras **inversiones** han superado los 27.000 M€ en los últimos 25 años. Las **exportaciones** de productos petrolíferos ascienden a 12.700 M€ al año.

### ASCER, Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos

Organización de apoyo, defensa y promoción de los intereses generales y comunes de la industria cerámica, representando al 95% de la industria. Sector eficiente energéticamente que contribuye a los objetivos climáticos de la UE, reduce el consumo de agua y recicla residuos. Industria, de origen y capital español, puntera en el mundo en tecnología, calidad, prestigio y diseño. Tercera industria española que más superávit comercial aporta al país. España es el primer país exportador de cerámica en volumen de la

UE y el segundo del mundo. El sector genera **15.400 empleos directos**, con unas **ventas totales de 3.597 millones de euros** (870 millones de euros en ventas nacionales y **2.726 millones de euros en exportación**)

### ASPAPEL, Asociación Española de Fabricantes de Pasta, Papel y Cartón

El sector papelero español, con setenta fábricas de papel y diez de celulosa consume más de 16 TWh/año, generando una factura anual de más de 400 millones de euros y supone el 4,6% del consumo nacional de este combustible. **Destina al mercado exterior el 45% de su producción, representando el 56% de la facturación del sector y van dirigidas en un 66% a otros países de la Unión Europea.**

El sector del papel y de la pasta tiene además un importante efecto multiplicador como motor de una potente cadena de valor, cuya aportación global (directa + indirecta + inducida) a la economía española en términos de creación de empleo y riqueza asciende al **4,5% del PIB y al 18,5% del empleo industrial**. Y lo más relevante es que la cadena de valor del papel supone el 13,2% del valor añadido de la industria en su conjunto y el **8,8% de la facturación industrial**, generando por lo tanto un valor añadido muy superior a la media de la industria española, con **ratios de inversión sobre la facturación entre el 8% y el 10%**.

### CONSEJO INTERTEXTIL ESPAÑOL

El Consejo Intertextil Español es una organización formada por asociaciones y federaciones empresariales del sector textil, de ámbito nacional, que se constituyó el 22 de octubre de 1979 como órgano superior de coordinación y representación de sus miembros. La industria textil española está formada por más de **8.005 empresas, generando más de 128.100 empleos**, con una cifra de negocio de 10.371 millones de euros.

### CONFVICEX, Confederación Empresarial Española del Vidrio y la Cerámica

Organización representativa de los industriales del vidrio plano, de la cerámica y de la minería para el vidrio y la cerámica de España que, a través de sus entidades federadas, agrupa a **358 empresas pequeñas y medianas**, además de a las grandes empresas de los citados sectores industriales, unidas bajo un mismo convenio colectivo que afecta directamente a más de **60.000 trabajadores** y cuya facturación supera los **5.400 millones de euros**.

### FEIQUE - Federación Empresarial de la Industria Química Española

Representa a la industria química española, un sector estratégico para la economía española integrado por **3.300 empresas** que, con una **facturación anual de 65.647 millones de euros**, genera el **13,4% del Producto Industrial Bruto**, y **670.000 puestos de trabajo** en España. El sector químico es el **segundo mayor exportador** de la economía española y el **primer inversor industrial en I+D+I y en protección del medio ambiente**

### UNESID Unión de Empresas Siderúrgicas

Asociación de las Empresas Productoras de Acero y de productos de primera Transformación del Acero de España. Agrupa a la totalidad de los fabricantes de productos planos y largos, tanto de acero no aleado como de acero aleado, incluyendo los inoxidables. Sector con una producción de 14,3 MT de acero, cuarto de Europa y **14.000 M€ de facturación**. Extremadamente abierto a la competencia internacional. En 2018 se importó acero por 8.200 M€ y se exportó por 8.000M€. La Siderurgia representa el **4% del PIB industrial**, y aproximadamente el **0,6% del PIB nacional**. Sector energéticamente muy intensivo con 10.5 TWh de Gas (junto a 12,5 TWh eléctricos) aprox. **22.250 empleos directos**. Con la recogida y preparación de la chatarra férrea se superan los 82.000, alcanzando los **100.000 empleos** con transporte y servicios asociados. Primer reciclador nacional (10 MT aproximadamente), motor de polígonos industriales y de industria manufacturera.

## ALEGACIONES A LA “PROPUESTA DE CIRCULAR DE LA CNMC POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL” REMITIDO POR LA CNMC

1. Objetivo de las Alegaciones.....	6
2. Resumen ejecutivo del análisis del Propuesta de Circular y las alegaciones .....	7
3. Análisis de la metodología incluida en la Propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural..	9
4. SIMULACION CERO: Análisis del impacto de la metodología incluida en la Propuesta de Circular de la CNMC para el consumidor industrial de gas para el año 2020 .....	10
5. Alegaciones a la propuesta .....	16
Alegación 1. Introducción en el modelo de peajes de una diferenciación entre los consumidores conectados a redes de distribución capilar y a otras redes con presión superior a 4 bar .....	16
Alegación 2. Adecuación del reparto del “peaje transitorio de otros costes de regasificación” .....	18
Alegación 3. Adecuación del coeficiente de reparto de los costes relativos a las redes de distribución de 89%-11% a 92%-8% .....	23
Alegación 4. Adecuación por la que se considere un único término fijo en el peaje de acceso a redes locales .....	26
NECESIDAD ESENCIAL de las Alegaciones Principales .....	27
Alegación 5. Recuperación de la flexibilidad de la banda 85%-105% y alternativa de cesión de capacidad .....	28
Alegación 6. Reclamación ante los costes del peaje de interconexión con Francia .....	30
Alegación 7. Adecuación para establecer un equilibrio entre la conexión a red y a Plantas Satélite monocliente de GNL .....	33
Alegación 8. Sostenibilidad económica y financiera del Sistema .....	35

ANEXO I. BENCHMARKING DE LOS COSTES PARA EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL DE GAS EN EUROPA.....	36
La necesidad de reducir la falta de competitividad de la industria española.....	37
La necesidad de actuar ahora.....	38
Retribución y peajes.....	39
El coste del gas para el sector industrial en España.....	40
Los peajes españoles vs los peajes europeos.....	42
Evolución de los peajes .....	49
Conclusiones.....	50
ANEXO II. SIMULACIÓN CERO.....	52
La nueva metodología propuesta por la CNMC.....	53
Condiciones básicas de la simulación realizada.....	55
Caracterización de los consumidores .....	55
Simulación CERO. Planteamiento base de la CNMC.....	56
Entrada a través de una Conexión Internacional .....	56
Entrada a través de una Planta de Regasificación.....	59
Entrada 60% a través de Planta de Regasificación y 40% a través de CI .....	63
ANEXO III. SIMULACIÓN DE LA ADECUACIÓN QUE SE PROPONE .....	66
Condiciones básicas de la propuesta realizada.....	67
Caracterización de los consumidores .....	67
Simulación. Simulación de la adecuación que se propone.....	68
Entrada a través de una Conexión Internacional .....	70
Entrada a través de una Planta de Regasificación.....	73
Entrada 60% a través de Planta de Regasificación y 40% a través de CI .....	77

1.

## 1. Objetivo de las Alegaciones

Desde **ACOGEN, ANFEVI, ANFFECC, AOP, ASCER, ASPAPEL, CONFEVICEX, Consejo Intertextil Español, FEIQUE, UNESID y GASINDUSTRIAL** tenemos el objetivo de que el método de cálculo de peajes que se establezca cuente con un **reparto justo y equilibrado** de los costes de cada uno de los consumidores **atendiendo a las infraestructuras que utiliza para su propio suministro**.

Dicho lo anterior, con el objetivo de ayudar y dar soporte a la CNMC a la hora de confeccionar una metodología de cálculo de peajes justa y equilibrada para el Sistema, las alegaciones que se describen en este documento pivotan sobre **2 principios fundamentales e irrenunciables** para los consumidores industriales de gas:

1. Los consumidores de gas sólo deben pagar, por medio de los respectivos peajes, **única y exclusivamente los costes que les corresponden por el uso que hacen de las infraestructuras necesarias para su suministro**, estando este principio en línea con la *Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y por la que se deroga la Directiva 2003/55/CE*.
2. La metodología de peajes para la industria debe reflejar en las correspondientes tarifas la reducción en las retribuciones de las actividades reguladas. La **metodología elegida** para el cálculo de los peajes **no puede conllevar** a que surjan grupos tarifarios, en los que también se localizan sectores industriales, que, no solamente no se vean beneficiados por el recorte de las sobrerretribuciones que ha pagado la industria, sino que **empeoren sus costes respecto a la situación actual**.

Desde **ACOGEN, ANFEVI, ANFFECC, AOP, ASCER, ASPAPEL, CONFEVICEX, Consejo Intertextil Español, FEIQUE, UNESID y GASINDUSTRIAL** se considera **imprescindible** la revisión del modelo actual vigente y la implantación de una **nueva metodología** para el cálculo de los peajes del Sistema Gasista, una vez que la realidad actual, con un escenario en que los consumidores industriales de gas en España pagan más que los del resto de Europa, tal y como se muestra en el **ANEXO I: BENCHMARKING DE LOS COSTES PARA CONSUMIDOR INDUSTRIAL DE GAS EN EUROPA**".

**Valoramos el trabajo realizado desde la CNMC, así como los objetivos buscados por la metodología que se propone en el Propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, ante la necesidad de cambio regulatorio.**

## 2. Resumen ejecutivo del análisis del Propuesta de Circular y las alegaciones

En base al Objetivo de las Alegaciones previamente descrito, y con el soporte de los resultados del Análisis detallado del impacto de la metodología que se propone en la Propuesta de Circular para 2020 (definido en adelante como “*Simulación Cero*”) frente a la situación marcada por los peajes vigentes (abarcando dicho análisis una muestra compuesta por casos de consumidores tipo que cubre la práctica totalidad de los consumidores industriales de gas en España), se constata que aparece un incremento global en el coste de los peajes para el año 2020 para estos consumidores.

Respetando la metodología que se incluye en la Propuesta de Circular, se han simulado diferentes alternativas que permitan minimizar el impacto para el consumidor industrial de gas, garantizar la competitividad industrial en un marco de sostenibilidad y equilibrio financiero, y facilitar la gestión del Sistema Gasista.

Fruto de los resultados obtenidos en estas simulaciones, se definen un conjunto de cuatro medidas básicas, que resultan de obligada aplicación para cumplir con los principios fundamentales expuestos. Estas cuatro medidas se plasman en cuatro alegaciones que proponen, cada una de ellas, adecuaciones sencillas sobre la metodología detallada en la Propuesta de Circular, y son complementadas con un segundo grupo de cuatro alegaciones cuyo alcance es o bien más de detalle o bien más centrado en la búsqueda de una mayor competitividad, siempre dentro del marco y metodología marcados desde la CNMC.

La **Necesidad Esencial para el consumidor industrial de gas**, precisa de cuatro adecuaciones sobre el modelo incluido en la Propuesta de Circular, que resultan básicas para el cumplimiento de los **2 principios fundamentales e irrenunciables** definidos.

Atendiendo al **primero de los principios fundamentales e irrenunciables**, que demanda un reparto justo de los costes de manera que cada consumidor pague el coste que le corresponda por las infraestructuras de las que haga uso, y al segundo, que reclama que **no empeoren para los consumidores industriales sus costes respecto a la situación actual**, se ha desarrollado este grupo principal de alegaciones, como solución imprescindible para permitir garantizar que esta Necesidad Esencial se cubre.

Dichas adecuaciones se refieren a:

- 1) Una adecuación del modelo propuesto, introduciendo una **caracterización de los consumidores en base a si están conectados o no a redes de distribución capilar**, cuyos costes correspondientes (fijos y variables) son, según los datos incluidos en la memoria de la propuesta, quince con cuatro (15,4) veces superiores para el caso de los fijos y ocho veces y media (8,5) para el caso de los variables.
- 2) Una adecuación del modelo para que en el caso de los definidos como “**otros costes de regasificación**”, **la asignación de los mismos sea ponderada con criterios justos**, respetando la metodología propuesta desde la CNMC, que no conduzcan a un escenario con subvenciones encubiertas, en el que los costes de los peajes se incrementen respecto a la situación vigente, con lo que la competitividad de todo el sector industrial se vería seriamente dañada.
- 3) Una adecuación del modelo propuesto, adaptando el **reparto de costes entre redes de menos de 4 bar y redes de 16 a 4 bar**, en función de un coeficiente que no se calcule en base a un valor histórico (de 2013 a 2017), sino que refleje el valor esperado para el periodo regulatorio entrante, tal y como se lleva a cabo para el resto de coeficientes.
- 4) Dado que la industria cuenta con una demanda plana a lo largo del año, con altos factores de carga, se presenta una adecuación del modelo propuesto, que lo simplifique **considerando únicamente un término fijo en el peaje de acceso a redes locales**, que incluya todos los costes que sufragan en el mencionado modelo tanto con el término fijo como en el variable. El objetivo de esta adecuación es, tal y como se menciona, simplificar, al tiempo que se mejora la gestión y las previsiones de demanda.

De manera adicional, se presentan otras cuatro propuestas de adecuación, que presentadas en un segundo grupo de alegaciones, buscan mejorar el funcionamiento del sistema, con un incremento en la estabilidad y competitividad para la industria:

- 5) Con el objetivo de potenciar la competitividad, esta adecuación propone **recuperar el margen de flexibilidad 85%-105%** sobre la capacidad contratada, y reducir el coeficiente de penalización de los adicionales por encima de 105%, con la **alternativa de cesión de la capacidad** contratada para paradas programadas.
- 6) Con el propósito de mejorar la apertura del sistema y la competitividad en el precio del gas, en relación a la **Interconexión con Francia**, se propone a la CNMC una reclamación ante el **perjuicio causado por el peaje abusivo** en el lado francés.
- 7) Con el fin de que no se incentive la desconexión de la red, se propone que la CNMC establezca una adecuación en el modelo incluido en la Propuesta de Circular, de manera que se pueda garantizar que exista un **equilibrio económico entre los consumidores conectados a transporte/distribución y los conectados a planta satélite monocliente de GNL**, que no motive a que un gran número de consumidores se desconecte de las redes para ser suministrados desde una planta de GNL monocliente.
- 8) Con el objetivo de garantizar la sostenibilidad financiera, se propone una adecuación que establezca la posibilidad de **revisar la metodología propuesta cuando los desajustes económicos superen el 5% durante dos años consecutivos**.

### 3. Análisis de la metodología incluida en la Propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural

La Propuesta de Circular publicada por la CNMC tiene varios aspectos diferenciados respecto al modelo actualmente vigente. Los peajes propuestos se dividen en tres:

- Se establece un **peaje de acceso a redes de transporte**, establecido mediante el método CWD. Es de aplicación a todos los consumidores a excepción de aquellos cuyo origen sea una planta satélite de GNL. Este término tiene un valor sensiblemente bajo para los consumidores domésticos y crece a medida que el consumo aumenta.
- Se introduce un **peaje de acceso a redes locales**, de aplicación a todos los consumidores a excepción de aquellos que se alimentan desde plantas satélite de GNL monocliente. Este peaje no establece ninguna separación entre consumidores de distinto rango de presión, sino que únicamente considera una distinción entre diferentes grupos de consumo.
- Se crea un nuevo **peaje de acceso a instalaciones de regasificación**, dentro del cual se incluyen los peajes de los diferentes servicios que se ofrecen en una planta de regasificación.

Estas modificaciones principales generan cambios en la práctica totalidad de los términos actuales y, en consecuencia, en los costes a abonar por cada uno de los consumidores del sistema.

De manera general, **se comparten los planteamientos incluidos en la Propuesta de Circular**, aunque se mantiene como Necesidad Esencial garantizar que se cumplen los principios fundamentales e irrenunciables para el consumidor de gas industrial, que demanda:

- 1) un reparto justo de los costes de manera que cada consumidor pague el coste que le corresponda por las infraestructuras de las que haga uso, y
- 2) que no empeoren para los consumidores industriales sus costes respecto a la situación actual,

Como consecuencia de lo anterior, se han estudiado con detalle las implicaciones de cada una de las partidas que se consideran para los costes de peajes de gas, de manera individual y combinada, con el objeto de que los resultados de estos estudios permitan comparar los costes resultantes en término de peajes para el consumidor industrial de gas, entre el modelo actual vigente y la aplicación de la metodología incorporada en la Propuesta de Circular.

En base a estos estudios, se han detectado varios aspectos que deben ser adecuados para garantizar la Necesidad Esencial mencionada, manteniendo como base la estructura planteada por la CNMC y la metodología que se incluye en la Propuesta de Circular.

Como herramienta para poder definir de la manera más precisa y propicia el impacto detallado de la metodología propuesta desde la CNMC para el consumidor industrial de gas, así como las adecuaciones que se precisan para garantizar que, respetando esta metodología, se cumplen los dos principios fundamentales e irrenunciables citados, se han desarrollado un Análisis detallado del impacto de la metodología que se propone en la Propuesta de Circular para 2020 ("*Simulación Cero*"), que a continuación se desarrolla.

## 4. SIMULACION CERO: Análisis del impacto de la metodología incluida en la Propuesta de Circular de la CNMC para el consumidor industrial de gas para el año 2020

La **SIMULACION CERO** comprende el **análisis detallado de los costes de peajes de gas para una muestra de consumidores industriales de gas tipo**, que cubre a la práctica totalidad de los consumidores industriales en el sector gasista, desde un consumo anual de 10 GWh/año hasta los 1.500 GWh/año, con diferentes posibilidades de conexión a las infraestructuras de transporte-distribución.

En el cuadro 91 de la Memoria Explicativa del Proyecto de Circular, se incluye una **comparación del impacto de los nuevos peajes respecto a los peajes vigentes**. Esta comparación se ha realizado para cada uno de los nuevos grupos de consumo a aplicar en el peaje de acceso a redes locales propuestos por la CNMC, sin tener en cuenta la presión de la red a la que el consumidor se conecta. Es por ello que el hecho de realizar una única comparación para cada uno de los nuevos grupos creados presenta carencias evidentes:

- **Arroja un resultado a la comparativa, que es genérico y con falta de precisión.** Se detecta una carencia de precisión al analizar casos supuestos o reales de mercado, que se entiende con un fácil ejemplo:
  - Según la CNMC, para el año 2020, un consumidor medio de grupo D.9, que se define en la metodología propuesta en base a la clasificación por grupos de consumo como de 50 a 150 GWh/año, tiene un impacto total en sus peajes de un -0,3% si se compara con la situación actual, basada en el modelo vigente.

Este dato no puede ser preciso ya que, según el modelo vigente, un consumidor situado en el grupo D.9 puede estar actualmente ubicado o bien en un grupo 1.1, o bien en un grupo 2.4, o bien en un grupo 2.5, o, incluso, en un grupo 3.5, cuyos términos de peaje son completamente distintos, por lo que los resultados de esta comparativa son particulares y no generalizables, y en ningún modo reflejan la realidad del impacto cuando se compara con la situación vigente.
  - Del mismo modo, el hecho de haber seleccionado un factor de carga promedio convierte esta comparación en poco representativa para muchos consumidores: en la memoria se considera un factor de carga de 55% para consumidores del grupo de consumo D.11, es decir, aquellos con consumo anual superior a los 500 GWh (página 69 de la memoria), y, en la realidad del sector industrial, este factor de carga es muy bajo para este tipo de consumidor intensivo, por lo que, se introduce una nueva carencia que afecta de manera relevante a la precisión de este análisis comparativo.
- **Se trata de un cálculo que no está completo**, ya que no incorpora el efecto del **peaje transitorio de otros costes de regasificación sobre el total de los costes de peaje**.
  - A pesar de que en la página 124 de la memoria se introduce la creación de un **peaje transitorio de otros costes de regasificación**, que incluye aquellos costes de naturaleza hundida que no dependen del uso de las instalaciones, así como el impacto de la laminación de la variación de costes durante el periodo transitorio, en los cálculos sobre los que se soporta la comparativa que mide el impacto del modelo propuesto, no se incluye dicho valor a la hora de calcular el valor de los nuevos peajes, representando en este caso un factor cuya incidencia es notable.
  - En los cálculos que se muestran en la memoria (**Cuadro 91**, de la página 138) se menciona claramente que corresponden a la "**Facturación de los consumidores**

**suministrados desde la red de transporte-distribución a los peajes de accesos vigentes y a los peajes que resultan de la circular año 2020. Sin periodo transitorio.**

- A modo de ejemplo, y dado que, según la Memoria Explicativa de la Propuesta de Circular, este peaje transitorio se reparte por MWh de consumo, con independencia del consumidor, para el caso real de un gran consumidor industrial con consumo de 750 GWh anuales, que tiene firmado un contrato de entrada a través de gasoducto un 40% y a través de Planta de Regasificación un 60%, con un factor de carga del 90%, el total del peaje que le corresponde se incrementa en un 29,84%: 0,57 €/MWh de peaje transitorio frente a 1,91 €/MWh total sin este transitorio.

Para este caso, el peso del peaje transitorio supera los 400.000 euros anuales para este consumidor real, como consecuencia de que el término de peaje transitorio por MWh sea el mismo para todos los puntos de suministro.

- Dado que, evidentemente, es una necesidad adecuar el método utilizado para la inclusión de este transitorio, se precisará de:
  - 1) Un análisis riguroso del efecto que este transitorio genera.
  - 2) La definición de un mecanismo adecuado que, respetando la metodología y bases de partida definidas, tanto en la memoria como en la circular, pondere el coste de estas partidas definidas como **“otros costes de regasificación”** de una manera acorde a como se realiza para el resto de costes, garantizando la relación entre uso de instalaciones y cuantía asignada, y sin que se cree un grave perjuicio a la competitividad industrial del país.
- Dentro de las propuestas de revisión y adecuación que se incluyen en este documento, se presenta una propuesta que permite conjugar el reparto de estos **“otros costes de regasificación”** con la metodología propuesta por la CNMC, generando un impacto menos lesivo, y sin incidencia para la globalidad de todos los consumidores de gas en el Sistema.

En el Artículo 2 “Definiciones” de la Propuesta de Circular de la CNMC (página 5), se definen los:

---

*Niveles de presión tarifarios: niveles de presión que se consideran a los efectos de la metodología de asignación de la retribución de la red de influencia local, red de transporte secundario y red de distribución. En particular, se consideran:*

*NP0 (nivel de presión  $\leq$  4 bar),*

*NP1 (nivel de presión  $>$  4 bar a  $\leq$  16 bar),*

*NP2 (nivel de presión  $>$  16 bar a  $\leq$  60 bar);*

*NP3 (nivel de presión  $>$  60 bar).*

---

Y en la Memoria (página 78) se incluyen, en el Cuadro 36 “Determinación de los Costes Unitarios fijos y variables correspondientes a cada nivel de presión. Año 2020”, apartado III: “Costes unitarios fijos y variables”, los siguientes valores:

### III. Coste unitarios fijos y variables

Nivel de presión	Coste unitario fijo (€/kWh/día y año) (A) / (C)	Coste unitario variable (€/MWh) (B) / (D)
NP0 ( $P \leq 4$ bar)	2,641	2,301
NP1 ( $4 \text{ bar} < P \leq 16$ bar)	0,166	0,459
NP2 ( $16 \text{ bar} < P \leq 60$ bar)	0,245	0,341
NP3 ( $P > 60$ bar)	0,102	0,010

Tabla 1: Costes unitarios fijos y variables para cada uno de los grupos de presión, según la Memoria del Propuesta de Circular de la CNMC.

Quedando, de esta manera, **constancia evidente de que, para la CNMC, los costes para cada nivel de presión se conocen y son muy diferentes en función de si las infraestructuras gasistas pertenecen a la red de distribución capilar o a las redes no capilares**, compuestas por gasoductos, antenas de transporte y redes industriales dedicadas.

Por tanto, la supresión en la nueva metodología de la caracterización de consumidores en función de las instalaciones que utilizan, que sí existe en el modelo vigente en base a la clasificación por grupos de presión, genera que los costes para los consumidores conectados en distintos niveles de presión se ponderen de forma poco adecuada a la realidad de costes para el tipo de infraestructuras que utilizan.

Este efecto no deseado genera una subvención cruzada, que aparece de manera clara entre los consumidores de redes de distribución capilar con presiones inferiores a los 4 bar, y el resto de redes con presiones superiores a 4 bar, tal y como se constata al comparar los costes unitarios calculados para cada nivel de presión por la propia CNMC con los valores propuestos para los peajes, cuya aplicación no depende del nivel de presión al que se conecta el consumidor.

Al analizar la **comparación del impacto de los nuevos peajes** incluida en la Memoria Explicativa del Proyecto de Circular, aparece una discrepancia al replicar la metodología de cálculo de peajes propuesta por la CNMC en el año 2020, como consecuencia de las carencias detectadas, ya que aparece un **aumento en los peajes respecto a los valores del modelo vigente para el conjunto de consumidores industriales**, resultado que no coincide con el expuesto en la mencionada Memoria.

Con el objeto de que puedan servir para desarrollar un análisis técnico preciso sobre el impacto de los nuevos peajes, se han desarrollado varias simulaciones, que han sido realizadas teniendo en cuenta los costes asociados a las infraestructuras empleadas por un consumidor industrial tipo, que disponga de:

- Un contrato de entrada a través de gasoducto (Conexión Internacional de Almería) de un 40% y a través de Planta de Regasificación de un 60%, (proporción que refleja la situación de mercado esperada para el año 2020 atendiendo a la evolución del mercado del GNL y las entradas en el Sistema Gasista).
- Un factor de carga de un 62% para consumidores de menos de 100 GWh/año y de un 90% para consumidores de más de 100 GWh/año, más acordes con la realidad de la industria española y, en todo caso, con menor incidencia en coste que en el caso de un factor de carga menor, como los que han sido considerados en la Memoria Explicativa de la Propuesta de Circular.

Para estas simulaciones se ha seleccionado una muestra de consumidores industriales tipo, con unos niveles de consumo anual de 10, 20, 70, 50, 150, 200, 300, 750 y 1.500 GWh/año, pudiendo ocurrir que el punto de suministro asociado a estos consumidores se encuentre conectado a una red de presión superior o igual a 60 bar (grupo 1 vigente) o a una red de presión inferior a 60 bar y superior o igual a 4 bar (grupo 2 vigente).

No se han considerado consumidores industriales conectados a presión inferior a 4 bar ya que, de existir, su presencia no resulta significativa en el mercado.

La Simulación Cero parte del cálculo de los costes de peaje para los consumidores tipo considerados en la muestra, cuyos resultados se incluyen a continuación en las dos tablas siguientes, en las que se clasifican los consumidores en función del grupo de presión al que pertenecen:

Consumo (GWh/año)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
20	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
70	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
150	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
200	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
300	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
750	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
1.500	1.3	0,24	1,65	0,07	0,33	2,29

Tabla 2. Peajes vigentes para la muestra de consumidores industriales de Grupo 1 ( $P \geq 60$  bar – NP3)

Consumo (GWh/año)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
20	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
50	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
70	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
150	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
300	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
750	2.6	0,24	2,11	0,07	0,33	2,75

Tabla 3. Peajes vigentes para la muestra de consumidores industriales de Grupo 2 ( $60 \text{ bar} > P \geq 4 \text{ bar}$  – NP1 y NP2)

Desarrollando, en esta Simulación Cero, a modo de ejemplo, el análisis particular para casos incluidos en la muestra, se obtiene como resultado un coste total de peaje, según el modelo vigente, para el punto de suministro de un consumidor de 70 GWh/año (que se situaría en el grupo D.9 de la memoria), con la caracterización mencionada previamente en cuanto a origen de gas y factor de carga, que en caso de estar ubicado en un grupo 1.1 sería de 3,54 €/MWh, o de encontrarse en un grupo 2.4, sería de 4,17 €/MWh.

Del mismo modo, y con idéntica caracterización, un consumidor de 200 GWh/año de grupo 1.1 tendría un coste de 2,74 €/MWh según el modelo vigente, aunque también se situaría en el grupo D.9.

Por tanto, se evidencia que para el punto de suministro de un consumidor clasificado como D9 en la memoria, existe una importante desviación en cuanto al coste total de peaje, según el modelo vigente.

Siguiendo de manera rigurosa la metodología propuesta en la Memoria Explicativa, se ha procedido a calcular el coste total de peajes para cada uno de los casos de la muestra seleccionada.

El impacto que tienen los peajes propuestos por la CNMC para el año 2020 en los consumidores incluidos en la muestra definida para la Simulación Cero se expone a continuación, con desglose en función de su tipología:

Consumo anual (GWh/año)	PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)							Variación frente al peaje vigente
	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	Transitorio	TOTAL	
<b>Consumidores conectados en Grupo 1 (NP3)</b>								
10	D.7	0,71	6,67	0,07	0,46	0,57	8,48	140%
20	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	58%
70	D.9	0,71	2,20	0,07	0,46	0,57	4,01	13%
150	D.9	0,50	1,67	0,07	0,34	0,57	3,15	15%
200	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	6%
300	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	19%
750	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	0%
1.500	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	7%
<b>Consumidores conectados en Grupo 2 (NP1 y NP2)</b>								
10	D.7	0,71	6,67	0,07	0,46	0,57	8,48	89%
20	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	25%
50	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	35%
70	D.9	0,71	2,20	0,07	0,46	0,57	4,01	-4%
150	D.9	0,50	1,67	0,07	0,34	0,57	3,15	5%
300	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	-3%
750	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	-11%

Tabla 4. Costes de peajes para la muestra de consumidores industriales según la metodología incorporada en la memoria de la circular según la presión a la que se suministran.

El resultado es claro. Únicamente son los muy grandes consumidores del grupo 2 actual (NP1 y NP2), que son muy pocos, los que salen muy ligeramente beneficiados de los peajes propuestos por la CNMC. El resto de consumidores industriales sufren un impacto dañino en el peaje a aplicar con la nueva metodología.

Este impacto es sobresaliente para el caso de los consumidores industriales cuyo consumo es menor: para los consumidores de 10 GWh/año la aplicación de la metodología incluida en la Propuesta de Circular lleva a un incremento en 2020 del 140% respecto a los peajes vigentes.

Los consumidores de más de 1 TWh/año ubicado en el grupo 1 pueden sufrir  **aumentos de más de 150.000 €** al año, mientras que los consumidores de hasta 500 GWh/año, también, en grupo 1 (NP0),  **pueden alcanzar los 230.000 €** de incremento anual.

En el **ANEXO II: “SIMULACION CERO”** se incluyen los resultados de detalle de los cálculos de costes de peajes según la metodología de la Propuesta de Circular, para cada uno de los casos particulares considerados en la muestra, incluyendo un análisis de sensibilidad sobre las distintas alternativas de entrada al sistema gasista.

Basándose en los resultados de la Simulación Cero, se llega a que esta propuesta no es admisible porque perjudica a la competitividad de la industria, situándose en contra de lo indicado en la orientación 3 del apartado 5 de la Orden TEC 406/2019 de Orientaciones de Política Energética que dice así:

---

*El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.*

---

En base a lo expuesto en este análisis de la propuesta, resulta ineludible presentar una serie de adecuaciones a la metodología propuesta, como alegaciones a la circular, siendo el objeto de las mismas conseguir unos peajes justos, que cubran, respetando la nueva metodología desarrollada desde la CNMC, las exigencias retributivas que presenta el Sistema, sin perjudicar a ningún consumidor, evitando la generación de subvenciones cruzadas, y asignado a cada usuario el coste que le corresponde, atendiendo en todo momento a cada una de las cuestiones con una base técnica y económica.

## 5. Alegaciones a la propuesta

### Alegación 1. Introducción en el modelo de peajes de una diferenciación entre los consumidores conectados a redes de distribución capilar y a otras redes con presión superior a 4 bar

La CNMC, en su nueva metodología **no ha establecido ninguna diferenciación entre consumidores por el rango de presión al que están conectados.**

No es comprensible la razón de esta decisión atendiendo a que en la propia Memoria Explicativa de la Circular (tabla III del cuadro 36) establece los costes que cada una de las redes supone, con el resultado que se muestra a continuación:

Nivel de presión de la red		Coste unitario fijo (€/kWh/día) y año)	Coste unitario variable (€/kWh/día) y año)
NP0	$P \leq 4$ bar	2,641	2,301
NP1	$4 \text{ bar} \leq P \leq 16$ bar	0,166	0,459
NP2	$16 \text{ bar} \leq P \leq 60$ bar	0,245	0,341
NP3	$P > 60$ bar	0,102	0,010

#### Coste fijo

NP0: 2,641 €/kWh/día y año

Media NP1-NP2-NP3: 0,171 €/kWh/día y año

**Para redes NP0 es 15,4 veces superior que para la media en el resto de redes**

#### Coste variable:

NP0: 2,301 €/kWh/día y año

Media NP1-NP2-NP3: 0,270 €/kWh/día y año

**Para redes NP0 es 8,5 veces superior que para la media en el resto de redes**

Tabla 5. Costes unitarios fijos y variables para cada uno de los grupos de presión, según la Memoria del Propuesta de Circular de la CNMC.

El coste unitario fijo de la red de presión inferior a 4 bar, es 15,4 veces superior al promedio de las redes superiores a 4 bar. Atendiendo a los costes unitarios variables, esta diferencia es de 8,5 veces superior. Esta tabla ilustra claramente la necesidad de establecer diferencias entre las redes con  $P \leq 4$  bar y el resto de las redes.

Países europeos tales como **Portugal** o **Italia** establecen actualmente las **separaciones entre las redes de distribución y transporte en 5 bar**, debido al diferente coste que supone las que se encuentran por encima de dicha presión respecto a las que se encuentran por debajo, y es que es un hecho conocido y claro que los costes de inversión y explotación de las redes de distribución capilar (con presión inferior a 4 bar) es muy superior al de las redes no capilares, entre las que se encuentran los gasoductos, antenas de transporte y redes industriales.

En lo que se refiere al sistema gasista español cuando, **hace más de 30 o 40 años, se inició la gasificación de España**, las redes de presiones superiores a 4 bar fueron instaladas con el propósito de alimentar a consumidores industriales y ofrecer una mejora en su competitividad respecto a sus competidores europeos. Estas redes fueron **amortizadas en su momento por las industrias** a las cuales se suministraba el gas.

No fue hasta varias décadas después, cuando el gas natural comenzó a llegar al consumidor doméstico, una vez que las distribuidoras locales conectaban con las redes industriales entonces propiedad de ENAGAS, S.A., para, mediante la construcción de estaciones de regulación abastecer a las redes de distribución en los núcleos urbanos, a través de las cuales, con un despliegue capilar, y con un nivel de costes de inversión y explotación mucho más alto en relación con la demanda atendida, se alimentaba al consumidor doméstico y comercial.

Adicionalmente, y con una extrema relevancia para la adecuada gestión del sistema gasista, **de cara al adecuado reparto de mermas y balances de red**, es imprescindible **que se distinga entre las redes de distribución capilar y el resto de redes** cuya misión es el transporte de gas. Es, por tanto, básico para la eficiencia del sistema gasista.

**Los costes derivados del desarrollo del negocio de distribución los han sufragado tanto los consumidores domésticos como los industriales** a pesar de que, por una parte, **los industriales no hacen uso de dichas redes de distribución**; y por otra parte, **las industrias ya pagaron en su momento los costes de las redes de más de 4 bar que les suministran gas**.

En el mercado actual del gas en España no existe hoy ni riesgo ni tendencia a la reconexión de un consumidor desde una red de una determinada presión hacia una red de presión superior, y más aún cuando, una vez se aplique la metodología incluida en la Propuesta de Circular, todos los consumidores deberán sufragar los costes de distribución, hecho que con el marco vigente no ocurre si el consumidor solicita al gestor del sistema una conexión mediante PCPR o PCLTD.

Sin embargo, la metodología incluida en la Propuesta de Circular sí abre la posibilidad de desconexión de las redes de transporte-distribución para un consumidor que pase a suministrarse desde una planta satélite de GNL monocliente, caso en el que disfrutaría de unos costes de peaje notablemente inferiores, al no tener que sufragar costes ni de transporte ni de distribución.

#### **Alegación:**

**Proponemos a la CNMC la creación de dos grupos de presión distinguidos entre aquellos consumidores que se conectan a redes con presiones inferiores a 4 bar (redes para uso doméstico, con distribución capilar) y aquellos que lo hacen a redes con presiones superiores a 4 bar (redes para interconexión y suministro a grandes consumidores).**

Los resultados que la implantación de dos grupos por nivel de presión sobre los consumidores industriales tipo considerados se muestra con detalle en el **ANEXO III: SIMULACION DE LA ADECUACION QUE SE PROPONE**.

## Alegación 2. Adecuación del reparto del “peaje transitorio de otros costes de regasificación”

El RDL 1/2019 establece en el punto segundo de su Disposición Final Tercera lo siguiente:

[...]

*A estos efectos, el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerán **periodos transitorios** en las citadas metodologías de peajes, cánones y cargos, según corresponda, de forma que las variaciones del conjunto de peajes, cánones y cargos resultantes de aplicar las nuevas metodologías respecto de los vigentes a la entrada en vigor de este Real Decreto-ley se absorban de manera gradual en un **periodo máximo de cuatro años** desde la entrada en vigor de la metodología de cargos que establezca el Gobierno.*

La existencia de esta disposición establece un periodo transitorio para la adecuación gradual de retribuciones y peajes, ante el que los consumidores industriales de gas se posicionaron en total desacuerdo en las alegaciones a la “PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y DE LAS PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO”.

En la **Propuesta de Circular por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural**, la CNMC ha establecido un **nuevo peaje denominado “transitorio de otros gastos de regasificación”** y cuya definición se especifica en la página 124 de la Memoria Explicativa.

Según dicha definición,

*...la retribución asociada aquellos costes de naturaleza hundida que no dependen del uso de las instalaciones se recupera a través de un peaje específico de carácter transitorio...*

*... teniendo en cuenta que, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, las variaciones del conjunto de los peajes y cánones debe ser absorbido por el conjunto de los peajes, cánones y cargos de forma gradual durante un periodo máximo de cuatro años, en el peaje transitorio de regasificación se incluirá, además de los conceptos señalados en el epígrafe 6.3, el impacto de la laminación de la variación de los peajes durante el periodo transitorio.*

Este peaje incluye la siguiente retribución, que se define en la Memoria como “a recuperar”:

	<b>Retribución en 2020</b>
<i>Retribución por Continuidad de Suministro</i>	56.349.466 €
<i>Costes de hibernación de la Planta de El Musel</i>	23.605.525 €
<i>Sentencia Firme 2278/2016 del TS</i>	12.176.578 €
<b>TOTAL</b>	<b>92.131.569 €</b>

Tabla 6, Desglose de partidas incluidas en el peaje transitorio de otros costes de regasificación

En las alegaciones presentadas a la “PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RETRIBUCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE

DE GAS NATURAL Y DE LAS PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO” remitido por la CNMC, se solicitó a la CNMC que:

*se tengan en consideración las siguientes medidas encaminadas al restablecimiento del equilibrio económico del Sistema Gasista y de los parámetros de equidad para todos los operadores, agentes y consumidores del mencionado Sistema:*

*a) Debido a que, desde su implantación, la CNMC ha calificado a la RCS como una sobre-retribución que no ha generado ninguna contrapartida para el consumidor, y que, en aplicación de la metodología propuesta en la circular, se prevé un gasto por dicho concepto de 594 millones de euros al sistema entre 2021 y 2024, se solicita a la CNMC la eliminación total del concepto de Retribución por Continuidad de Suministro a partir del 1 de enero de 2021, no aplicando en ningún caso un mecanismo de atenuación que provoque un nuevo coste no necesario al Sistema Gasista como consecuencia de una nueva sobre-retribución. El mantenimiento de dicho concepto podría ser considerado ayuda de estado y discriminatorio.*

Por lo que, con carácter firme, se mantiene la solicitud de que no se mantengan sobrerretribuciones.

En todo caso, en cuanto a los costes “a recuperar” que se definen en la Propuesta de Circular, se incluyen, en la Memoria Explicativa, los siguientes:

	Retribución en 2020
Retribución a recuperar	92.131.569 €
Demanda anual de consumidores nacionales	352.906.875 MWh
<b>Término de facturación</b>	<b>0,261065 €/MWh</b>

Tabla 7, Asignación del término de facturación para el peaje transitorio.

Sin embargo, en la página 127 de la memoria se refleja un aumento de la “retribución a recuperar” a través de este peaje, incluyendo costes adicionales.

*Teniendo en cuenta que conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 se debe definir un periodo transitorio de cuatro años de forma que las variaciones sean absorbidas de forma gradual, se propone aplicar los peajes que resultan para el periodo tarifario octubre 2023-septiembre 2024 durante cada uno de los periodos tarifarios anteriores, con la excepción del servicio de vaporización al que se aumentará linealmente hasta converger en el 1 de octubre de 2023. La diferencia entre los ingresos que resultan de aplicar los peajes para el ejercicio correspondiente y la facturación a los peajes del periodo tarifario octubre 2023-septiembre 2024 se recuperaría a través del peaje transitorio para cubrir otros costes de regasificación.*

Con independencia de la alegación presentada a la Propuesta de Circular de Retribución que se menciona anteriormente, se considera que, de acuerdo con la metodología propuesta para el modelo de peajes, que se pretende respetar, existiría un coste definido por la CNMC como “retribución a recuperar”, que sería facturado como un coste adicional al conjunto de todos los consumidores.

Con esta “retribución a recuperar” se genera un aumento de 98.754.244 € a través de dicho peaje de “otros costes de regasificación”, aumentando el término de facturación hasta los **0,540896 €/MWh si se repartiera de manera lineal sobre la demanda total del consumo en el sistema gasista.**

Respecto a este coste, la Propuesta de Circular establece que debe ser pagado por todos los consumidores en función del volumen anual consumido por cada uno de ellos, estableciendo un **criterio centrado de manera exclusiva en una relación directa al consumo, criterio que no es utilizado para ninguna otra ponderación o reparto en la nueva metodología** y que, evidentemente, se aleja de la metodología global

y no refleja la realidad de la correspondencia entre los costes en el sistema y el uso de las infraestructuras para cada uno de los consumidores.

Por tanto, es necesario incidir en el hecho de que incluir un término de facturación **ligado exclusivamente al consumo (procedimiento que, como se menciona, no se aplica para ningún otro concepto en la metodología desarrollada en la Propuesta de Circular)** a todos los consumidores supone una **pérdida de competitividad mayúscula a la industria española**, aumentando el coste total de los peajes en algunos casos hasta en un 25%.

Como ejemplo comparativo, el hecho de establecer dicho peaje de manera lineal al consumo anual supone para un consumidor doméstico de grupo D.1 un coste de 0,77 €/año, mientras que a un consumidor industrial con un consumo de 1 TWh/año le supone más de 540.000 €/año.

**La industria española consume más de 62% de la demanda anual de gas natural**, y la aplicación de este tipo de medidas dificulta que esta demanda pueda mantenerse.

De cara a presentar una alternativa (respetando la metodología del Propuesta de Circular de la CNMC), se ha desarrollado un análisis técnico que lleva a una propuesta de modulación para dicho peaje para el año 2020, con un procedimiento fácilmente replicable para los años siguientes, de manera que pueda ser integrado de manera sencilla en el modelo presentado por la CNMC.

El citado análisis se describe a continuación:

- a) Inicialmente, se toma el total a abonar mediante el “peaje transitorio de otros costes de regasificación”: **190.885.813,00 €**
- b) Por otro lado, se procede a sumar el coste total asignado a cada uno de los niveles de consumo definidos en la Memoria Explicativa (D.1 a D.11) y su peso relativo (porcentaje) respecto al total para cada nivel:

Grupo de consumo	Coste total (€)	Porcentaje respecto al total
D.1	98.186.790,88 €	6%
D.2	612.107.870,51 €	37%
D.3	150.236.290,52 €	9%
D.4	119.052.910,55 €	7%
D.5	244.649.508,00 €	15%
D.6	113.433.666,21 €	7%
D.7	68.826.600,83 €	4%
D.8	57.222.642,50 €	3%
D.9	36.541.724,48 €	2%
D.10	50.764.247,42 €	3%
D.11	113.496.970,85 €	7%

Tabla 8, Adecuación propuesta para la ponderación del peaje transitorio de otros costes de regasificación

- c) Se toma el porcentaje de coste de cada grupo de consumo respecto al total, y se aplica dicho porcentaje al total a recaudar mediante el peaje transitorio de otros costes de regasificación

Grupo de consumo	Porcentaje respecto al total	Retribución a recaudar
D.1	6%	11.453.148,78 €
D.2	37%	70.627.750,81 €
D.3	9%	17.179.723,17 €
D.4	7%	13.362.006,91 €

D.5	15%	28.632.871,95 €
D.6	7%	13.362.006,91 €
D.7	4%	7.635.432,52 €
D.8	3%	5.726.574,39 €
D.9	2%	3.817.716,26 €
D.10	3%	5.726.574,39 €
D.11	7%	13.362.006,91 €

Tabla 9, Valoración económica de la asignación de otros costes de regasificación por grupo de consumo según la adecuación propuesta

- d) Finalmente, se divide el valor correspondiente para cada grupo de consumo entre la previsión del volumen a consumir para cada uno de ellos durante el año de cálculo

Grupo de consumo	Retribución a recaudar	Volumen a consumir (MWh)
D.1	11.453.148,78 €	4.930.218
D.2	70.627.750,81 €	28.247.635
D.3	17.179.723,17 €	6.747.385
D.4	13.362.006,91 €	6.294.295
D.5	28.632.871,95 €	12.961.077
D.6	13.362.006,91 €	8.158.213
D.7	7.635.432,52 €	9.984.972
D.8	5.726.574,39 €	18.832.949
D.9	3.817.716,26 €	27.566.254
D.10	5.726.574,39 €	50.057.661
D.11	13.362.006,91 €	167.664.888

Tabla 10, Valoración económica de la asignación de otros costes de regasificación frente a los consumos anuales por grupo de consumo, según la adecuación que se propone

- e) De esta forma, se llega a un término variable del “peaje transitorio de otros costes de regasificación” para cada uno de los grupos de consumo.

Grupo de consumo	Término variable (€/MWh)
D.1	2,2097 €/MWh
D.2	2,4043 €/MWh
D.3	2,4705 €/MWh
D.4	2,0986 €/MWh
D.5	2,0944 €/MWh
D.6	1,5427 €/MWh
D.7	0,7648 €/MWh
D.8	0,3371 €/MWh
D.9	0,1471 €/MWh
D.10	0,1125 €/MWh
D.11	0,0751 €/MWh

Tabla 11, Valoración económica del término variable del peaje transitorio por grupo de consumo según la adecuación propuesta

- f) Los datos incluidos en la Memoria Explicativa no indican los escalones de consumo en los que están ubicados los consumidores suministrados desde planta satélite (11.461.328 MWh/año). Si se disponen de los datos, el reparto debería incluirlos a la hora de repartir los costes. En el caso de no disponerse de esta información, se debería aplicar un coeficiente de 0,97 a todos los escalones por igual en el término variable del “peaje transitorio de otros costes de regasificación” reduciendo el peaje para tener en cuenta a los consumidores suministrados desde planta satélite.

El impacto generado es equilibrado:

- Por un lado, el consumidor industrial, a pesar de aportar un coste absoluto muy elevado, asume de una forma más sostenible un coste impuesto.
- Por otro lado, un consumidor doméstico medio en grupo D.1, ve aumentado el coste derivado de este peaje en apenas 3 euros al año. Esta cantidad no genera desequilibrio, y más contando con que, si bien no es este asunto objeto del análisis realizado, existen dudas razonables (planteadas incluso desde el MITECO, en concreto referido al *“Informe de la Propuesta de Circular de la CNMC sobre la metodología de cálculo de peajes de transporte de gas, redes locales de gas y plantas de GNL”*, publicado por el Ministerio para la Transición Ecológica”, de 05 de septiembre de 2019) sobre si el pago por peajes de gas resultante de la metodología desarrollada en la Propuesta de Circular para los consumidores domésticos D.1 consigue pagar los costes que estos consumidores D.1 suponen al sistema.

**Alegación:**

**Solicitamos a la CNMC una propuesta de adecuación que permita la modulación del peaje transitorio de otros gastos de regasificación de forma razonable y equilibrada.**

Los resultados de la Adecuación del reparto del “peaje transitorio de otros costes de regasificación” sobre los casos tipo definidos, se muestran con detalle en el **ANEXO III: SIMULACION DE LA ADECUACION QUE SE PROPONE.**

### Alegación 3. Adecuación del coeficiente de reparto de los costes relativos a las redes de distribución de 89%-11% a 92%-8%

Las inversiones realizadas en el sector gasista durante el último lustro se han realizado en redes de distribución de menos de 4 bar en un porcentaje cercano al 100%. El impacto principal generado a partir de este hecho radica en que las nuevas conexiones de consumidores se realizarán en la gran mayoría de casos a redes de distribución de menos de 4 bar, aumentando el coste total de retribución de dicha red.

La tendencia es a un empeoramiento de este escenario, ya que estas inversiones se están realizando en zonas de baja densidad residencial, con un entorno de bajo consumo anual y, en muchos casos, de segunda residencia. La consecuencia directa es un aumento en el coste no acompañado por un incremento en la recaudación de peajes. Desde 2014, se ha pasado de una ratio de 10,827 m/cliente a 11,126 m/cliente, aumentando la ratio en un 2,7%.

Incluso, si se compara con los datos históricos publicados, desde 2003, esta tendencia se hace más evidente:

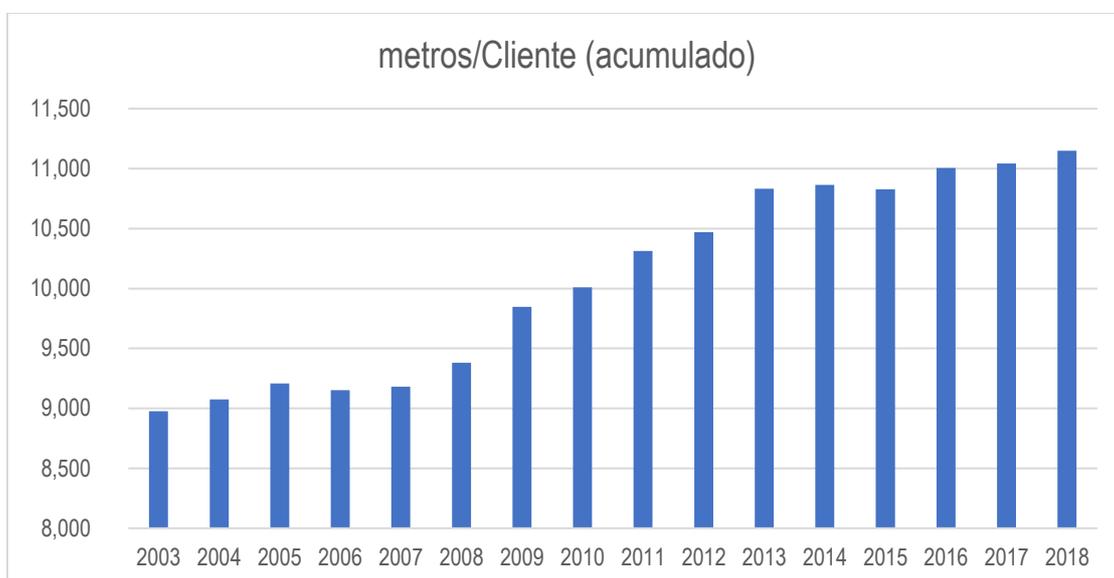


Figura 1. Evolución de la ratio de metros por cliente en las redes de distribución. Fuente: SEDIGAS

Un mantenimiento sostenido de la tendencia sobre este ratio de metros por cliente, conllevará a una pérdida del equilibrio entre ingresos y gastos en las redes de distribución, de forma que hay que adelantarse a los acontecimientos y establecer un mecanismo que permita hacer frente al aumento de los costes de las redes de distribución, mientras se congelan los ingresos.

Esta circunstancia podría conducir a una situación no deseada de déficit y desequilibrio en el sistema gasista.

La CNMC, en la página 69 de la memoria explicativa de la Circular expone el método empleado para separar los costes relativos a las redes con presiones inferiores a 16 bar, lo que denominan redes de distribución. Las redes de distribución engloban a aquellas redes que operen a una presión máxima de 16 bar. A su vez, las redes de distribución se dividen en dos grupos, las que operan a más de 4 bar (NP1) y las que operan a menos de 4 bar (NP0).

La asignación de la retribución de la distribución para el año 2020 es de 1.432.340.383 €. Sin embargo, la CNMC desconoce el coste correspondiente a las redes de presión inferior a 4 bar y las de presión superior.

Tal y como indica en la memoria de la Propuesta de Circular, la CNMC solicitó a las distribuidoras el desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión, arrojando los siguientes resultados:



Figura 2. Desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión. Años 2016-2017, según la memoria de la Propuesta de Circular.

En base a los datos mostrados en la gráfica superior, la CNMC ha establecido tomar el promedio del dato de los últimos cuatro años (2014-2017) para realizar el cálculo del coste de una y otra red. El resultado es de 89% - 11%.

	Porcentaje	Retribución
$P \leq 4 \text{ bar}$	89%	1.274.670.528 €
$4 \text{ bar} \leq P \leq 16 \text{ bar}$	11%	157.669.855 €

Tabla 12. Reparto de los costes de distribución según la memoria de la Propuesta de Circular.

Teniendo en cuenta que la nueva metodología de los peajes de acceso a redes locales se está realizando a futuro, es decir, para el próximo periodo regulatorio 2020-2026, el hecho de tomar datos de años pasados para calcular peajes de aplicación no se encuentra alineado con la metodología utilizada en esta propuesta, y, de hecho, no se ha utilizado en ningún otro caso un factor basado en datos de un periodo vencido (2013-2017) y que no tiene relación alguna ni con la situación actual ni con la futura prevista.

A lo largo de los últimos 6 años se está viendo una tendencia muy clara de reducción del peso relativo de las redes que operan a más de 4 bar respecto del total de redes de distribución.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
$P \leq 4 \text{ bar}$	85%	86%	86%	88%	89%	88%	90%
$4 \text{ bar} \leq P \leq 16 \text{ bar}$	15%	14%	14%	12%	11%	12%	10%

Tabla 13. Desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión. Años 2016-2017, según la Memoria Explicativa de la Propuesta de Circular.

La tendencia que se marca en el reparto de los porcentajes es claramente decreciente y es por ello que no es desde ningún punto de vista coherente que, en la Memoria Explicativa, no se haya tenido en cuenta una tendencia tan clara, más aún considerando que se han estimado el resto de factores en base a las proyecciones en cuanto a volúmenes de gas consumidos o capacidades contratadas.

Adicionalmente, las escasas inversiones que se han realizado en los últimos años han ido dirigidas fundamentalmente a las redes con presiones de operación inferiores a los 4 bar, con lo que no quedan

dudas en relación ni a la citada no coherencia al utilizar el periodo 2013-2017 ni a la tendencia prevista para el periodo 2021-2026.

En la gráfica que se muestra a continuación aparecen los datos publicados relativos al total de longitud de redes construidas desde 2003 por año:

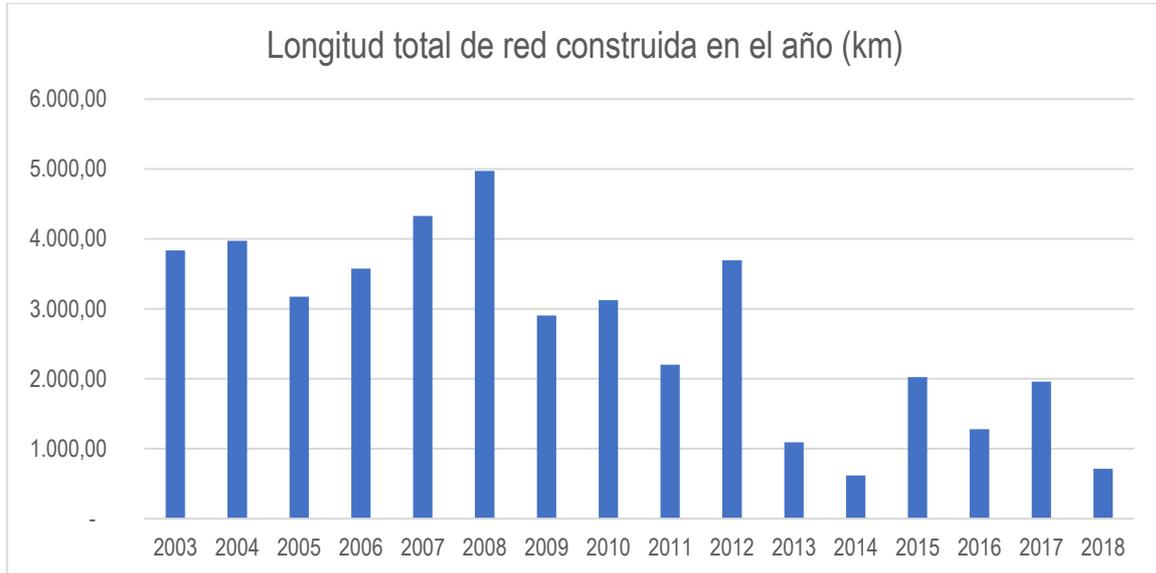


Figura 3. Longitud total de red de gas construida por año. Fuente: SEDIGAS

### Alegación:

Se propone a la CNMC una modificación en dicho porcentaje, estableciendo una relación 92% - 8% para la totalidad del periodo regulatorio, con lo que el reparto de los costes, ajustado a la tendencia en el periodo 2021-2026 y a la realidad del sistema gasista, quedaría del siguiente modo:

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
$P \leq 4 \text{ bar}$	92%	92%	92%	92%	92%	92%	92%
$4 \text{ bar} \leq P \leq 16 \text{ bar}$	8%	8%	8%	8%	8%	8%	8%

Tabla 14. Desglose de la retribución de la actividad de distribución por nivel de presión que se propone, de acuerdo con la evolución prevista en el desarrollo del Sistema.

Los resultados de la Adecuación del coeficiente de reparto de los costes relativos a las redes de distribución de 89%-11% a 92%-8%, sobre los casos tipo definidos, se muestra con detalle en el **ANEXO III: SIMULACION DE LA ADECUACION QUE SE PROPONE.**

#### **Alegación 4. Adecuación por la que se considere un único término fijo en el peaje de acceso a redes locales**

La industria española, en la mayoría de los casos, cuenta con una demanda plana a lo largo del año con factores de carga elevados, consecuencia de procesos continuos que no sufren paradas más allá de los mantenimientos previstos o causas sobrevenidas

La CNMC ha establecido en la memoria del Propuesta de Circular unos valores medios de factor de carga máximos del 73,1% para un consumidor de grupo D.10.

En aras de mejorar la propuesta realizada por la CNMC, se estima, además de las alegaciones propuestas en los anteriores puntos, la posibilidad de dar un paso más hacia adelante tomando en consideración las afirmaciones realizadas en los anteriores párrafos.

Se solicita a la CNMC una modificación adicional a la ya propuesta al respecto de la adaptación de la relación 89% - 11% a un 92% - 8% más realista, en el peaje de acceso a redes locales. Esta modificación consistiría en una simplificación en la aplicación de los peajes tanto para los consumidores como para comercializadores y distribuidores.

La propuesta que se presenta se basa en la consideración de un único término fijo en el peaje de acceso a redes locales, eliminando el término variable, evidentemente, incluyendo los costes que este término sufragaba en el mencionado término fijo.

#### **Alegación:**

**Se solicita a la CNMC que la única variable que deba considerarse a la hora de establecer los peajes sea la capacidad contratada por parte de cada consumidor, ofreciendo una previsión muy definida a cada consumidor del gasto que le repercutirá el peaje de acceso a redes locales en el corto y medio plazo.**

Los resultados de la Adecuación por la que se considere un único término fijo en el peaje de acceso a redes locales, sobre los casos tipo definidos, se muestra con detalle en el **ANEXO III: SIMULACION DE LA ADECUACION QUE SE PROPONE.**

## NECESIDAD ESENCIAL de las Alegaciones Principales

Desde **ACOGEN, ANFEVI, ANFFECC, AOP, ASCER, ASPAPEL, CONFEVICEX, Consejo Intertextil Español, FEIQUE, UNESID y GASINDUSTRIAL** consideramos que **LAS CUATRO ALEGACIONES QUE HEMOS PROPUESTO A LA CNMC SON UNA NECESIDAD ESENCIAL** en aras de **MEJORAR LA COMPETITIVIDAD DEL MERCADO INDUSTRIAL ESPAÑOL**, respetando tanto la metodología definida en la Propuesta de Circular como el equilibrio y sostenibilidad del sistema gasista.

Es, tal y como se muestra en los expositivos particulares de cada una de estas cuatro primeras alegaciones principales, y en el **ANEXO III: SIMULACION DE LA ADECUACION QUE SE PROPONE**, una realidad que las adecuaciones propuestas son imprescindibles para la Necesidad Esencial de la industria española.

Acompañando a este conjunto de alegaciones que se precisan como Necesidad Esencial, se acompañan cuatro alegaciones adicionales, para su consideración por parte de la CNMC con el objetivo de mantener la competitividad de la industria española, reducir el precio del gas natural, incentivar el uso de las plantas de regasificación y fomentar la sostenibilidad financiera del Sistema.

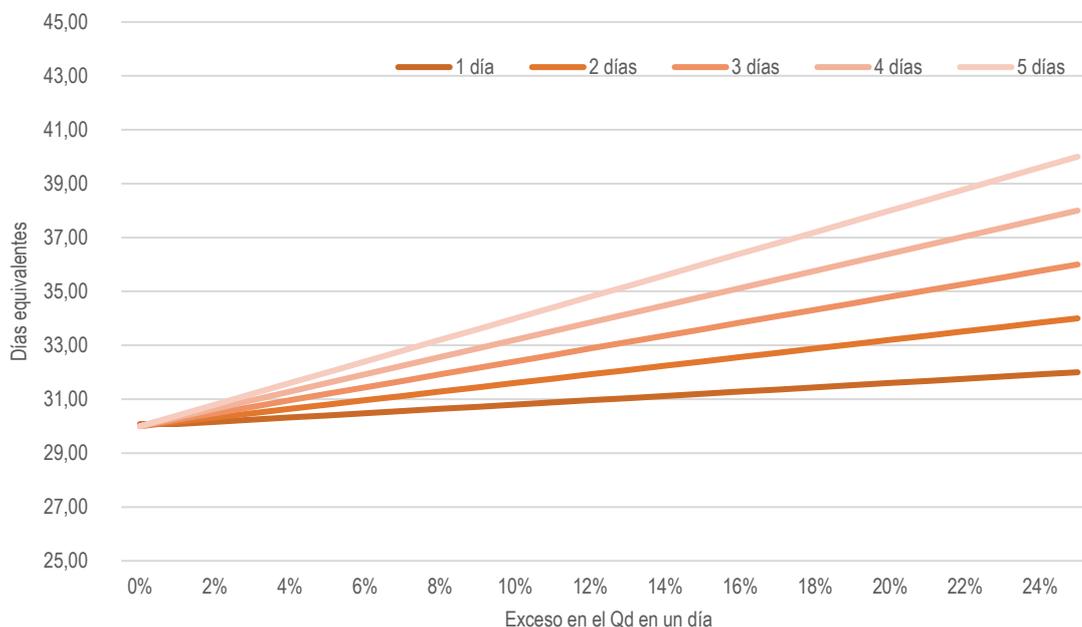
## Alegación 5. Recuperación de la flexibilidad de la banda 85%-105% y alternativa de cesión de capacidad

La facturación por capacidad demandada es un término de nueva aplicación, tanto en el peaje de acceso a las redes de transporte como en el peaje de acceso a las redes locales. Este peaje consiste en la creación de un contrato diario de capacidad, equivalente al exceso producido y posteriormente multiplicado por el coeficiente a corto en un factor 5.

Este término de facturación viene a sustituir a la relación 85% - 105% establecida desde hace más de 18 años, que ofrecía una flexibilidad a los usuarios debidas a causas imprevistas, como interrupciones en la producción o puntas de trabajo por circunstancias operativas.

En consecuencia, el establecimiento de un término de capacidad demandada en los peajes de acceso a la red de transporte y acceso a redes locales genera que, a pesar de que los consumidores industriales de gas tengan un perfil de consumo relativamente plano, se vean en la necesidad de tramitar con detalle y con una rigurosidad, que genera un coste de gestión, para evitar caer en balances diarios negativos que le generen un coste no deseado.

El nuevo término incluido penaliza de una forma muy alta a los consumidores industriales, ya que, a pesar de contar, en general, con un perfil de demanda estable a lo largo del año, dicho perfil puede sufrir variaciones ante situaciones como las mencionadas previamente, que llevarían a abonar un coste claramente excesivo. En la siguiente gráfica se comprueban los días equivalentes que se abonarían en caso de exceso en la Qd.



Gráfica 1: Días equivalentes pagados en caso de exceso en el Qd

Adicionalmente, en línea con el primer Principio Fundamental enunciado: *Los consumidores de gas sólo deben pagar, por medio de los respectivos peajes, única y exclusivamente los costes que les corresponden por el uso que hacen de las infraestructuras necesarias para su suministro*, solicitamos a la CNMC la posibilidad de poder ceder la capacidad contratada.

Resulta plenamente coherente y justificado, si se permite contratar capacidad de corta duración, también se debería permitir vender capacidad contratada.

Además, siguiendo la metodología propuesta por la CNMC se podrían dar situaciones en las que una misma Capacidad (Qdc) podría ser doblemente retribuida; por ejemplo, cuando un consumidor tiene su planta parada o está consumiendo por debajo de la Qdc (en cuyo caso pagaría el 100%) y otro simultáneamente está consumiendo por encima (en cuyo caso sería penalizado con peajes diarios), cuando el efecto neto para el sistema es 0. Para dar más competitividad a un consumidor industrial debería existir una simetría y poder contratar o ceder la capacidad contratada.

**Alegación:**

**Solicitamos la restitución de los márgenes que ofrecía el método previo en caso de excesos y defectos de gas tal y como figura en el *Artículo 31.B.a, b y c del Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.***

**Asimismo, solicitamos, que, en caso de exceso en el caudal diario contratado, y si este supera el 105%, se genere un contrato de duración diaria por el volumen excedido y su valor se multiplique por 2, en lugar de multiplicarlo por 5 tal y como figura en la propuesta de la CNMC.**

**Por otro lado, solicitamos a la CNMC la posibilidad de poder ceder la capacidad contratada, ante situaciones de paradas previstas y programadas, ya que ello no perjudica a las nominaciones, programaciones y balances del sistema gasista, mientras que aporta un mayor grado de competitividad a la industria.**

## Alegación 6. Reclamación ante los costes del peaje de interconexión con Francia

Los consumidores industriales de gas en España no pueden acceder al suministro de gas, en las mismas condiciones que otros consumidores industriales en la Unión Europea.

El mercado ibérico del gas no está integrado con el resto de países de la Unión Europea, como así lo demuestran los frecuentes diferenciales de precios del gas entre Francia y España. Este diferencial es superior a los diferenciales de Francia con el resto de países del norte de Europa.

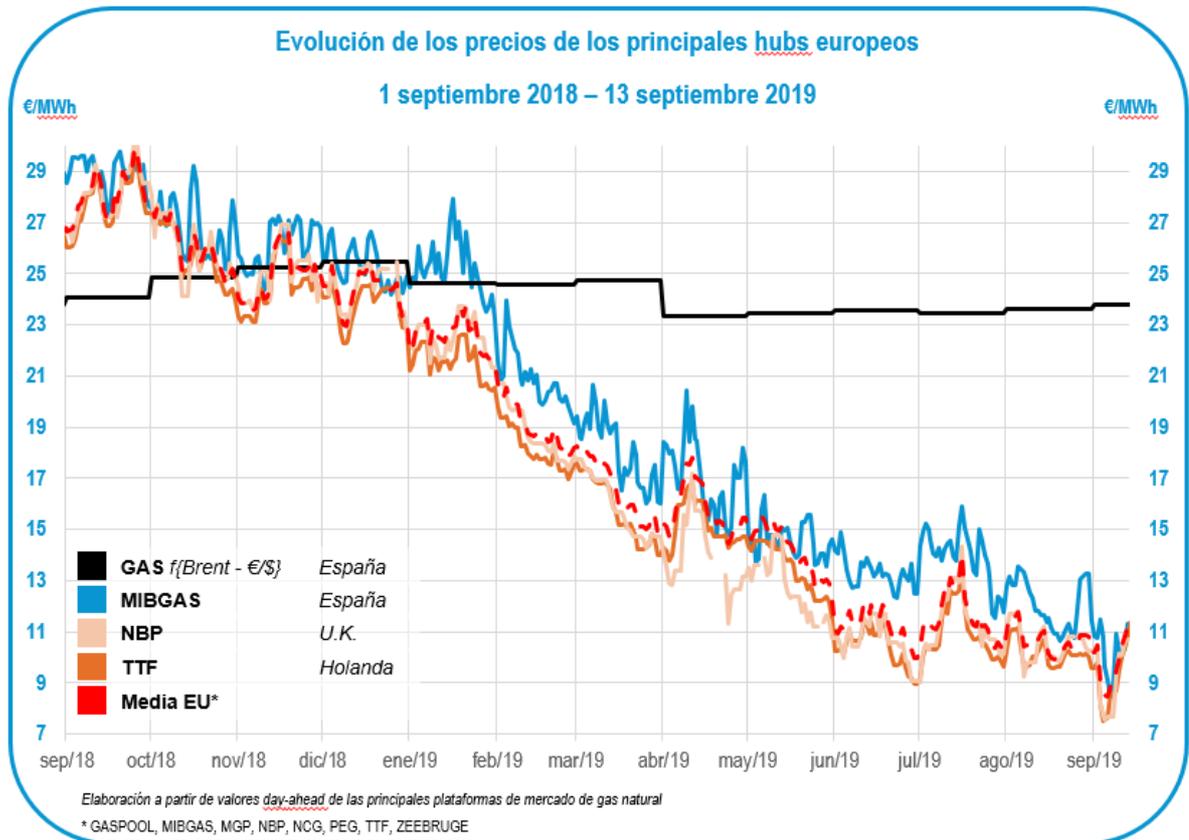


Figura 4. Evolución de los precios de gas en los hub europeos en el último año. Fuente: Gas Industrial

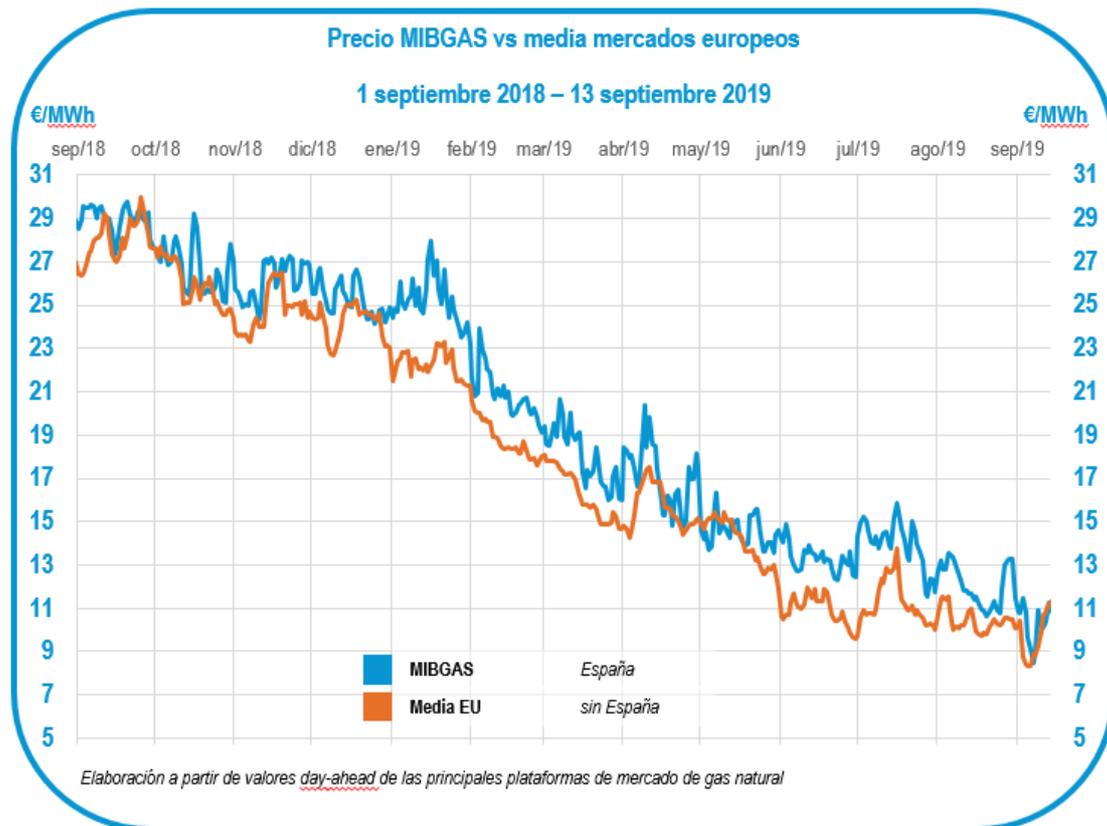


Figura 5. Evolución de los precios de gas de MIBGAS frente a la media de los hub europeos en el último año. Fuente: Gas Industrial

La eliminación de los peajes de interconexión europeos es conveniente para lograr la integración de los mercados gasistas de la Unión Europea, uno de los objetivos prioritarios del “Gas Target Model”, e imprescindible para la consecución de un gas competitivo en el mercado organizado que elimine los diferenciales permanentes originados por esos peajes de interconexión, en especial los de Francia que son discriminatorios respecto a los de su uso interno.

El reparto de costes de entrada/salida aplicado por Francia, no está en línea con el Reglamento 2017/460 que establece que establece un reparto 50/50. Al asignar más costos a las salidas que a las entradas, las tarifas de salida a España se penalizan a favor de los usuarios franceses. Este impacto directo del gas en los diferenciales entre España y Francia no permite a los consumidores españoles tener un acceso real al mercado de gas de la UE y a precios competitivos. La tarifa de salida actual de Francia España es particularmente alta en comparación con otros puntos de interconexión en la UE.

La metodología actual aplicada en el sistema francés discrimina los tránsitos, cargando más la salida a España que las salidas en el sur de Francia.

La CRE lanzó a principios de abril una nueva consulta pública en Francia sobre la metodología de cálculo de peajes de transporte de gas.

La nueva metodología será aplicada en el periodo regulatorio ATRT7 abril 2020-marzo 2023. Es parte de la implementación del Código de Red de Peajes (Reglamento 2017/460, TAR NC).

La metodología que propone la CRE distingue entre “tránsitos” y “consumos nacionales”, pese a que el francés es un sistema donde las exportaciones son limitadas, no hay redes dedicadas al tránsito, e incluso contractualmente muchas exportaciones no son tránsitos. Los peajes se fijan en los diferentes puntos de exportación, o de salida nacional, en función de la distancia que ha recorrido el gas para llegar hasta allí. En vez de establecer un modelo objetivo de flujos, la CRE apunta al siguiente criterio:

- Asumir que el 100% del gas que llega a VIP Pirineos procede de Dunkerque (gasoducto de importación de Noruega) a 1.072 km, que es la peor de las hipótesis.
- Asumir que para consumo nacional recorre 280 km, suponiendo siempre que llega desde el punto más cercano, hasta que este se satura y se utiliza el siguiente más cercano. Para el consumidor nacional se adopta la mejor de las hipótesis.

La consecuencia de esta medida es un incremento de los precios en España y Portugal, y en un incremento de los diferenciales entre los precios de mercado en España y el resto de los hubs europeos.

Consideramos el regulador francés debería cumplir con los preceptos del TAR NC, que establece una Metodología de Referencia ("Capacity Weighted Distance").

**Alegación:**

**Se solicita a la CNMC una actitud firme ante el regulador francés con el objetivo de reducir los peajes de interconexión con el país galo.** Consideramos que la división de entrada / salida debe estar alineada con la prevista en el Reglamento 2017/460 (50/50).

## Alegación 7. Adecuación para establecer un equilibrio entre la conexión a red y a Plantas Satélite monocliente de GNL

La nueva metodología de peajes establece que los peajes de acceso a la red de transporte y de acceso a redes locales deben ser aplicados a todos los consumidores del Sistema, contando con las siguientes excepciones:

- No deben pagar por el peaje de acceso a la red de transporte aquellos consumidores suministrados desde una planta satélite de GNL
- No deben pagar por el peaje de acceso a las redes locales aquellos consumidores suministrados desde una planta satélite de GNL monocliente

Sumado a las mencionadas exenciones, el coste de los peajes de descarga de buque, almacenamiento de GNL y carga de cisternas han sufrido fuertes bajadas por dos razones:

- El recálculo de los costes de retribución del sistema a la baja
- El establecimiento del periodo transitorio de cuatro años, trasladando parte de los costes de los mencionados peajes al propio peaje transitorio de otros costes de regasificación.

Estas cuestiones hacen que el coste de aprovisionamiento para un usuario que dispone de una planta satélite de GNL monocliente sea sensiblemente menor que la de cualquier otro consumidor conectado a una red de distribución o transporte.

Se ha desarrollado una simulación, basada en un caso tipo que contempla un consumidor de 300 GWh de consumo anual, con un factor de carga del 90%, al que corresponde una Qd de 913,24 MWh/día.

El peaje de carga de cisternas previsto para el año de gas 2023-2024, que es el de aplicación en el año 2020, se establece de esta forma, según la información disponible en el cuadro 84 de la página 126 de la memoria explicativa de la Circular:

- Término fijo: 20,075 €/(kWh/día)/mes
- Término variable: 0,0795 €/MWh

El coste total del peaje de carga de cisternas para el consumidor analizado es de 243.850 €, con un coste unitario de 0,818 €/MWh. Aplicando el factor corrector del 5,1% incluido en las páginas 135 y 136, queda en **0,854 €/MWh**.

Sumando el coste de descarga de buque, establecido en **0,11 €/MWh**, el transporte en camión del GNL, estimado en **1,10 €/MWh** y el peaje transitorio de otros costes de regasificación de **0,57 €/MWh** establecido por la CNMC, y cuya modulación se ha propuesto en la Alegación 2, el coste total ascendería a **2,63 €/MWh**.

Si se compara con los resultados obtenidos para la SIMULACION CERO, que aparecen en el ANEXO I de este mismo documento, el coste total de suministro a través de GNL en un 60% y por Conexión Internacional en un 40%, para un consumidor con las mismas características que el simulado de **2,91 €/MWh**.

Por lo tanto, resulta que el coste de aprovisionamiento de gas a través de una planta satélite de GNL monocliente es, en este caso, un **10,5% más económico, sin tener en cuenta el coste de la materia prima**, el cual es sensiblemente más barato a través de metanero que por Conexión Internacional.

Unos costes más reducidos de aprovisionamiento a través de GNL y los peajes más baratos del suministro desde Planta Satélite de GNL monocliente pueden incentivar la instalación de plantas satélite de GNL en industrias, desconectándose de la red en la que se encuentran, generando un aumento en los costes unitarios de los peajes de acceso a la red de transporte e influencia local debido a la reducción

**Alegación:**

**Solicitamos a la CNMC que establezca una adecuación en el modelo incluido en la Propuesta de Circular, de manera que se pueda garantizar que exista un equilibrio económico entre los consumidores conectados a transporte/distribución y los conectados a planta satélite monocliente de GNL, que no motive a que un gran número de consumidores se desconecte de las redes para ser suministrados desde una planta de GNL monocliente.**

## **Alegación 8. Sostenibilidad económica y financiera del Sistema**

En el periodo que abarcó desde 2000 hasta 2008 el consumo de gas natural en España experimentó un importante despegue. La Planificación vinculante que comprendía el periodo 2008-2016, fue aprobada en mayo 2008, momento en el que la demanda de gas alcanzó su máximo histórico, por lo que la previsión de demanda prevista continuaba siendo claramente creciente, y consiguientemente se dibujaba un escenario expansionista de construcción de infraestructuras.

Pero desde el año 2009 la tendencia se invirtió, y la crisis económica provocó una importante bajada del consumo, especialmente notable en el caso de los ciclos combinados. El descenso de la demanda de gas dio lugar, además de la consiguiente disminución de los ingresos derivados del uso de las infraestructuras gasistas, a una notable infrautilización de las infraestructuras. Sin embargo, el coste de las actividades reguladas siguió incrementándose a medida que se fueron incorporando nuevas inversiones al sistema, que seguían la senda de construcción definida en la Planificación.

Por tanto, el incremento de coste, unido al descenso de ingresos, provocaron la aparición de un déficit en el sector gasista que, aunque no alcanzó las dimensiones del déficit eléctrico, debió ser controlado para evitar que aparecieran desequilibrios estructurales en el sistema gasista. El desajuste entre ingresos y gastos acumulado a 31 de diciembre de 2016 se estimó en unos 2.471 millones de euros, por ello, se hacía necesaria una reforma del régimen retributivo del sector de gas natural basado en el principio de la sostenibilidad económica y en el equilibrio económico a largo plazo.

Este principio estableció que cualquier medida que supusiera un incremento de coste para el sistema gasista o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegurara el equilibrio del sistema.

La imposibilidad de reducir los costes del sistema debido a la planificación vigente provocó un aumento constante en todos los peajes de aplicación en el sistema.

Evitar una situación como la que se ha dado a lo largo de la última década es primordial para mantener la competitividad de la industria española, muy sensible a los cambios y modificaciones en materia de peajes y retribución, así como unos peajes contenidos para el consumidor doméstico y comercial.

### **Alegación:**

**Proponemos a la CNMC la introducción de un mecanismo que posibilite la revisión de la metodología propuesta cuando los desajustes económicos superen el 5% durante dos años consecutivos.**

## ANEXO I. BENCHMARKING DE LOS COSTES PARA EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL DE GAS EN EUROPA

## ANEXO I. BENCHMARKING DE LOS COSTES PARA EL CONSUMIDOR INDUSTRIAL DE GAS EN EUROPA

### La necesidad de reducir la falta de competitividad de la industria española

El sector industrial es la base del sistema gasista español. Supone el 62% del consumo total nacional de gas con una factura de más de 4.700 millones de euros al año y es determinante en los costes de las industrias de muchos sectores de actividad que ven condicionada su competitividad por esta variable.

En España, según los datos de la DG Energy de la Comisión Europea, los industriales pagan por los peajes un 45% más que la media europea, lo que lastra su competitividad frente a sus homólogos europeos en los mercados globales y en el mercado interior. La industria española paga en peajes el doble que los franceses, el triple que los británicos y hasta seis veces lo que los alemanes, **desventaja que supone un freno a la actividad económica del país en cuanto a generación de riqueza y empleo.**

Durante años, los consumidores industriales de gas han pagado más, dado que se han sobre-retribuido los servicios relacionados con las actividades reguladas en el Sector Gasista.

La rentabilidad de las compañías propietarias de estos activos es claramente superior a la de otras actividades reguladas comparables, tal y como expusimos con gran detalle en las alegaciones a la Circular para establecer la metodología de retribución de las actividades de transporte, regasificación y distribución, llegando hasta el 11% para la actividad de transporte, y, muchísimo mayor que la de las compañías industriales, que son el verdadero motor del tejido de generación de empleo y riqueza en España.

Actualmente, en España existen las siguientes compañías transportistas:

- Grupo Gas Natural
- Grupo Enagás
- Grupo Redexis Gas
- Gas Extremadura
- Saggas
- Reganosa

Y las siguientes propietarias de activos de regasificación:

- Grupo Enagas
- BBG
- Saggas
- Reganosa

En cambio, en diciembre de 2018 existían **más de 4.000 consumidores industriales** conectados a las redes de transporte y distribución cuyo consumo asciende a más de 211 TWh/año (62% del total del consumo nacional).

En consecuencia, **no se va a producir una pérdida de empleo por adecuar a los valores correctos la retribución** que reciben unos pocos grupos de empresas propietarias de diferentes activos del Sistema, **sino que**, en caso de que el ajuste propuesto en las retribuciones conlleve una bajada en los peajes, **se potenciará la competitividad de la industria española ante la europea, generando riqueza y, sobre todo, empleo de calidad.**

La competitividad del gas español ha empeorado progresivamente para los consumidores industriales con precios entre un 20 y un 25% más altos que los de sus competidores europeos.

Para las industrias, el gas es estratégico y llega a suponer el 60% de su coste energético de producción, determinando su competitividad, más al tratarse de sectores fundamentalmente exportadores. Los peajes del gas condicionan su coste final y, siendo un coste estratégico, suponen realmente un freno al desarrollo industrial del país. Esta **desventaja competitiva** para cientos de industriales españoles es un quebranto real y un **freno para la actividad económica** del país en su conjunto.

Una de las **causas del grave diferencial** de costes del gas para la industria reside en **los peajes por el uso de las infraestructuras gasistas y es consecuencia directa del modelo** -vigente en España desde 2001- que define la retribución de las compañías que realizan las actividades reguladas y los ingresos que provienen de los consumidores, muy lejos de los modelos de otros países de la UE en estructura y en precio.

**La revisión de la metodología de peajes planteada por la CNMC es necesaria** ya que el modelo actual perjudica gravemente al sector industrial español con unos peajes elevados e injustos, donde se paga un coste muy elevado para el uso que se hace de las deferentes infraestructuras del Sistema.

## La necesidad de actuar ahora

Tras la publicación de las Circulares, se ha trasladado el mensaje de que es prematuro hacer ahora estas revisiones y debe esperar. Que dicha publicación corresponde a un hecho precipitado y ha supuesto una sorpresa.

Esta afirmación es inexacta. El periodo regulatorio comienza en 2021 e informes previos de la CNMC confirman desde el año 2014 la sobre-retribución existente, así como los errores de cálculo. No hay, por tanto, premura alguna, sino que se están cumpliendo los plazos previstos de acuerdo con la legislación vigente.

El periodo regulatorio actual comenzó el 4 de julio de 2014, en base a lo que se dictó en el **Real Decreto Ley 8/2014 de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia**. En el artículo 65 de dicho RDL se definen los periodos regulatorios de seis años, incluida la fecha de final del periodo actualmente vigente.

---

### Artículo 65. Primer periodo regulatorio

*“1. Para las actividades de transporte, regasificación, almacenamiento básico y distribución el primer periodo regulatorio se iniciará en la fecha de entrada en vigor de este Real Decreto-ley y finalizará el 31 de diciembre de 2020. A partir del 1 de enero de 2021 se sucederán los siguientes periodos regulatorios de forma consecutiva y cada uno de ellos tendrá una duración de seis años.”*

---

Tal y como se indica en el RDL 8/2014, los periodos regulatorios para las actividades reguladas del sector gasista son de 6 años, estando vigente el actual hasta el 31 de diciembre de 2020.

Asimismo, de acuerdo con el **RDL 1/2019 de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural**, en su Disposición Final Tercera, se determina que la fecha de **adopción de las Circulares propuestas debe ser anterior al 1 de enero de 2020**.

---

Disposición final tercera. Aprobación de las metodologías de peajes y cargos

“1. **Antes del 1 de enero de 2020** el Gobierno, a propuesta del titular del Ministerio para la Transición Ecológica, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y previo Acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, **aprobará mediante real decreto las metodologías de cálculo de los cargos que cubrirán los costes del sistema eléctrico y del sistema gasista.**

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará antes del 1 de enero de 2020, previa adopción, en su caso, de las correspondientes orientaciones de política energética, las circulares normativas con las metodologías para el cálculo de los cánones y peajes de acceso a las redes, así como las retribuciones afectas a las actividades reguladas de los sectores de electricidad y de gas.”

---

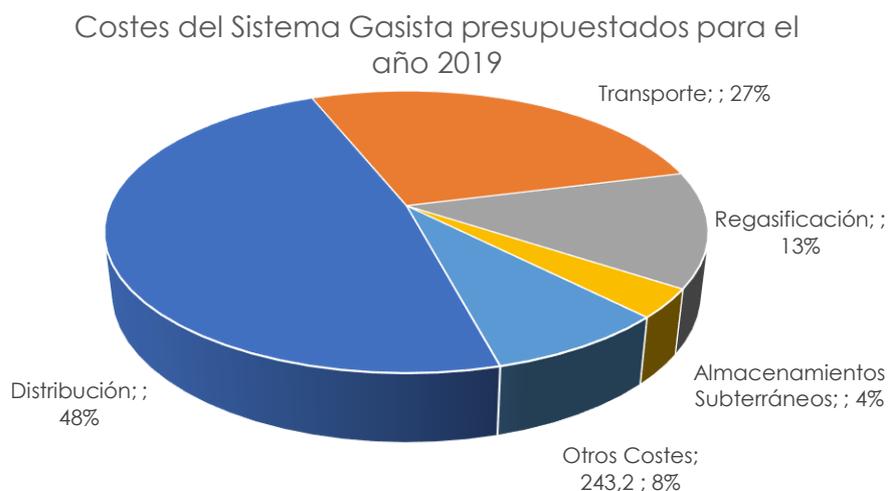
Este Real Decreto Ley ha venido motivado por la publicación del PNIEC, que considera el momento actual como un punto de inflexión en la transición ecológica y la descarbonización. El futuro de la energía en España pasa por una fuerte potencia instalada de energías renovables y un back-up formado por ciclos combinados y cogeneraciones alimentados por gas natural, eliminando cualquier otro combustible fósil.

Lo mencionado en los Reales Decretos Ley dejan a la vista de forma clara que cuando se afirma que la CNMC está publicando las Circulares sin cumplir con los plazos legales establecidos es inexacto, ya que existe una base legal establecida en diferentes RDL en los años 2014 y 2019.

En resumen, **la actualización de las metodologías que se está planteando para 2021, fecha prevista para el nuevo periodo regulatorio, no se está realizando con ningún tipo de precipitación, siendo un proceso transparente, participativo, con garantías y para el cumplimiento de la normativa de la UE.**

## Retribución y peajes

Los peajes, se establecen anualmente mediante Orden Ministerial, y tienen por objeto cubrir los gastos del Sistema Gasista. Para el año 2019, y sin contar las correcciones provenientes de años anteriores, se han previsto unos costes de 2.952 millones de euros, que incluyen una retribución total de 2.709 millones de euros para los operadores que realizan las actividades reguladas.



Gráfica 2: Retribución de activos del Sistema Gasista previstos para 2019 (en millones de €)

La retribución percibida por los operadores que realizan las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo se abonan, por una parte, en base a la inversión que se realizó en su día y se encuentre en periodo de amortización, Capex; y por otra, en función de la disponibilidad de las infraestructuras y el mantenimiento asociado, Opex, contando con un ingreso adicional como variable calculada en función del grado de utilización y la garantía de suministro.

Una adecuación a la realidad, basada en la demanda actual del mercado y el crecimiento, considerando una optimización de la metodología que determina la retribución de las actividades reguladas traería consigo un notable descenso en los costes del Sistema, permitiendo de esta manera una importante reducción en el coste de los peajes, aproximándose a los valores existentes los principales países europeos, que fomentaría un mayor uso de las infraestructuras, para las que se parte de una situación de sobrecapacidad que pone en riesgo económico al Sistema Gasista.

## El coste del gas para el sector industrial en España

El coste de adquisición de gas natural en España es uno de los más caros de Europa debido a dos razones:

- 1) El precio del gas natural como producto, que resulta menos competitivo que el existente en países de la Unión Europea, como Holanda, Bélgica, Reino Unido o Alemania.

En lo que respecta al elevado precio del gas natural en España, es consecuencia, entre otras razones, de los contratos a largo plazo firmados con Argelia para el suministro de gas natural a través de gasoducto, referenciados a Brent, y al todavía escaso desarrollo del hub ibérico del Mercado Organizado de Gas (MIBGAS). Es cierto que MIBGAS viene comportándose de manera positiva durante los últimos meses, si bien falta tiempo hasta que se alinee con otros hub gasistas europeos como TTF en los Países Bajos, NBP en el Reino Unido o ZTP en Bélgica. Para ello será necesario impulsar medidas que promuevan la oferta y demanda en el hub ibérico.



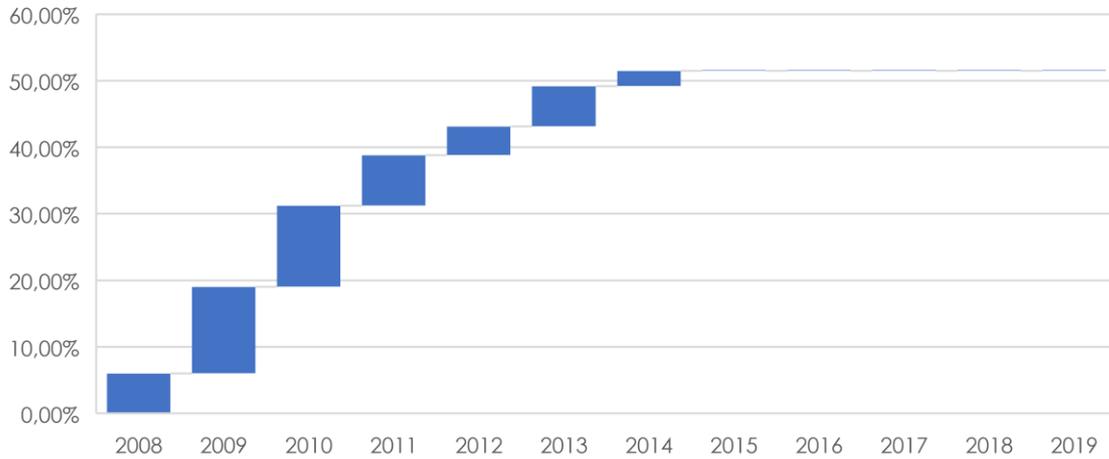
Gráfica 3: Precio spot de los principales hub europeos de gas (€/MWh)

- 2) El coste que suponen para el consumidor los peajes por el uso de las infraestructuras gasistas, consecuencia directa del modelo actualmente vigente en España, que data del año 2001. Este modelo define tanto la retribución de las compañías que realizan las actividades reguladas como los ingresos que provienen de los consumidores, distando mucho de los modelos existentes en otros países de la Unión Europea, tanto en estructura como en precio.

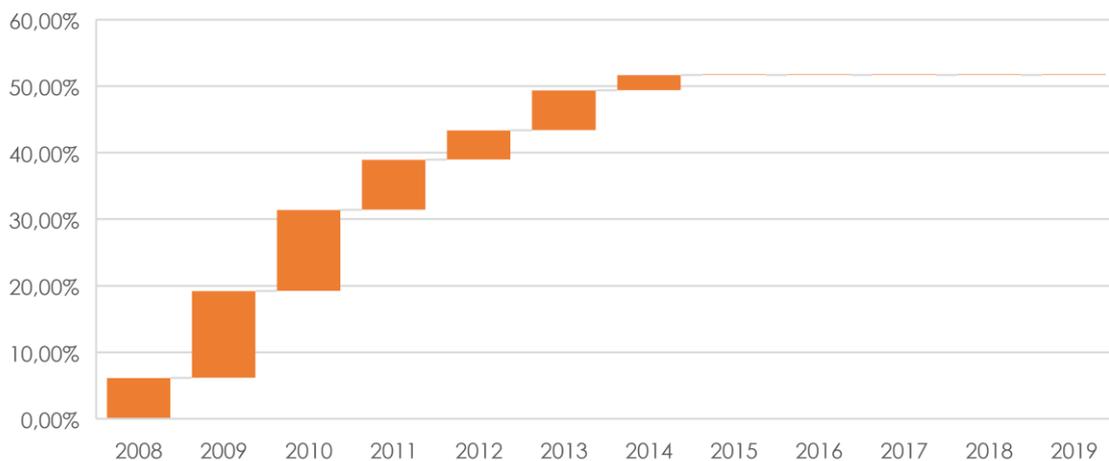
El aumento de los peajes entre los años 2008 y 2014 se aplicó a todo tipo de consumidor. Sin embargo, los consumidores industriales fueron los más afectados con subidas del más de un 50%,

mientras que los consumidores domésticos sufrían unos incrementos en los peajes del entorno del 17%

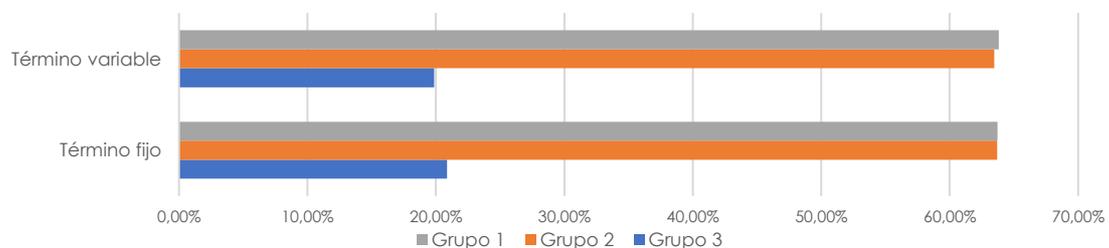
Las subidas que se aplicaron en los peajes de los grupos 2 y 3 entre los años 2008 y 2014 para hacer frente a las elevadas retribuciones del sistema hicieron que el coste creciera más todavía:



Gráfica 4: Incremento interanual del término fijo del peaje de transporte y distribución para los grupos 1 y 2 (Fuente: BOE)



Gráfica 5: Incremento interanual del término variable del peaje de transporte y distribución para los grupos 1 y 2 (Fuente: BOE)



Gráfica 6: Incremento del peaje de transporte y distribución entre 2007 y 2018 en % (Fuente: BOE)

Así, y a pesar de tener un peso tan elevado respecto al consumo total, la competitividad de la industria española se ha visto mermada respecto a la de los principales países europeos, como consecuencia de los elevados costes que le supone el suministro de gas natural.

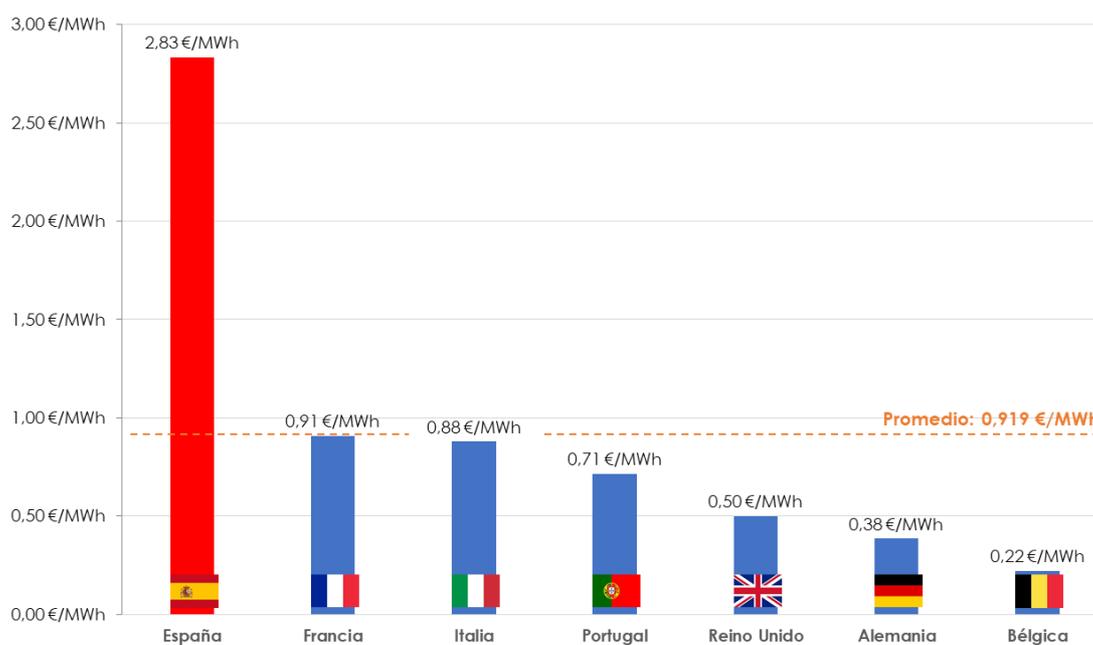
## Los peajes españoles vs los peajes europeos

El coste de los peajes en España, tal y como se ha indicado, es muy superior al vigente en los otros países europeos de nuestro entorno, con los que la industria española compite.

La industria española paga en peajes el doble que los franceses, el triple que los británicos y hasta seis veces lo que los alemanes, **desventaja que supone un freno a la actividad económica del país en cuanto a generación de riqueza y empleo.**

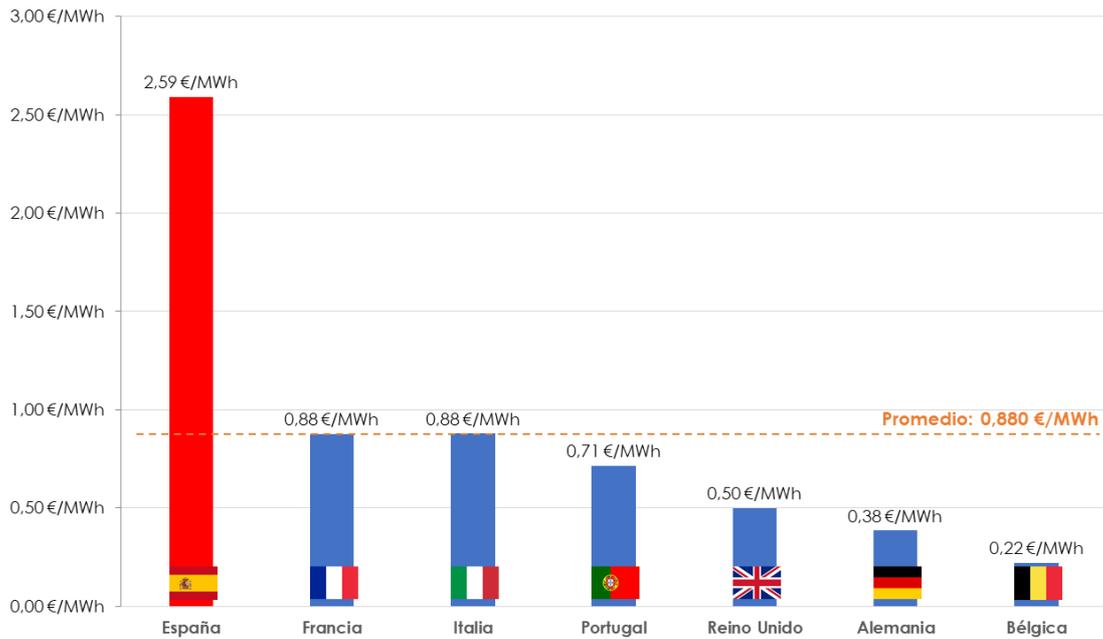
A continuación, se muestran los resultados de un análisis de detalle en el que se han simulado varios escenarios tipo para consumidores, en base a su demanda anual (100, 200, 500 y 1000 GWh), detallando, en cada caso, el resultado del importe a abonar anualmente, dentro de su factura de suministro, en concepto de peajes, para cada uno de los países más relevantes de Europa Occidental: Alemania, Bélgica, España, Francia, Italia, Portugal y el Reino Unido.

Los datos que se muestran proceden de los resultados obtenidos desde los simuladores de coste de peajes y datos facilitados por los Organismos Reguladores y Operadores de los Sistemas Gasistas de cada uno de los 7 países mencionados.



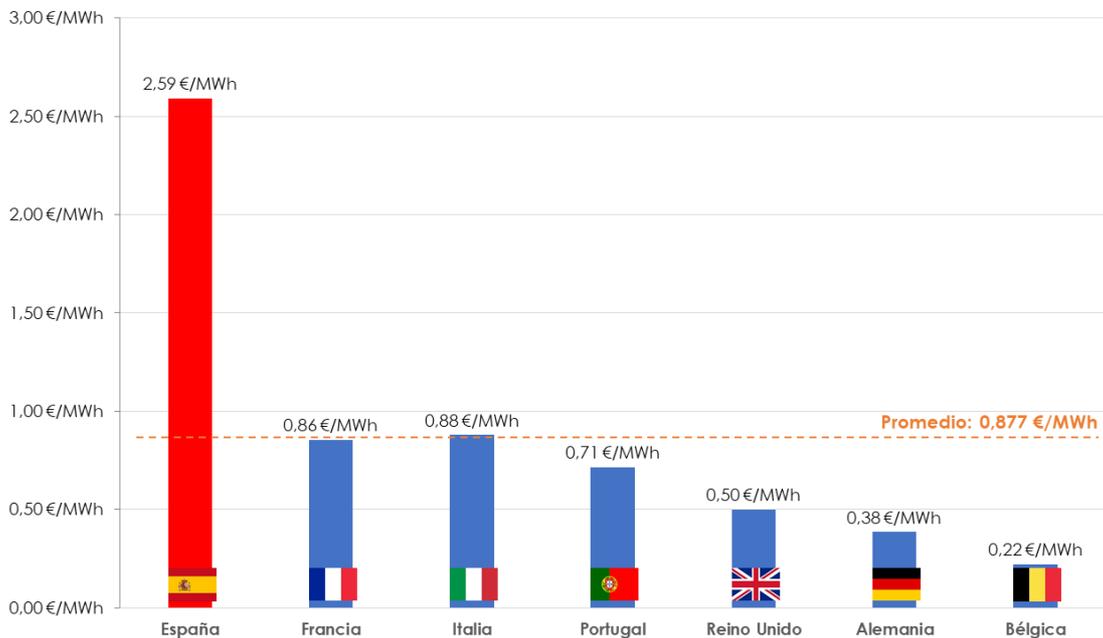
Gráfica 7: Coste de peajes para consumidor industrial tipo de 100 GWh/año

Para el primer caso, se refleja el coste del peaje de transporte y distribución (que incluye el uso de las infraestructuras de transporte y distribución para el acceso al PVB – Punto Virtual de Balance – y la salida desde el PVB hacia la instalación de consumo) para un consumidor industrial de tamaño medio-bajo, con un consumo de 100 GWh/año. Como se refleja en la Gráfica 24, el coste del peaje se triplica respecto a países como Francia e Italia, se cuadruplica en comparación con Portugal y llega a sextuplicarse si se mide con Alemania o Bélgica.



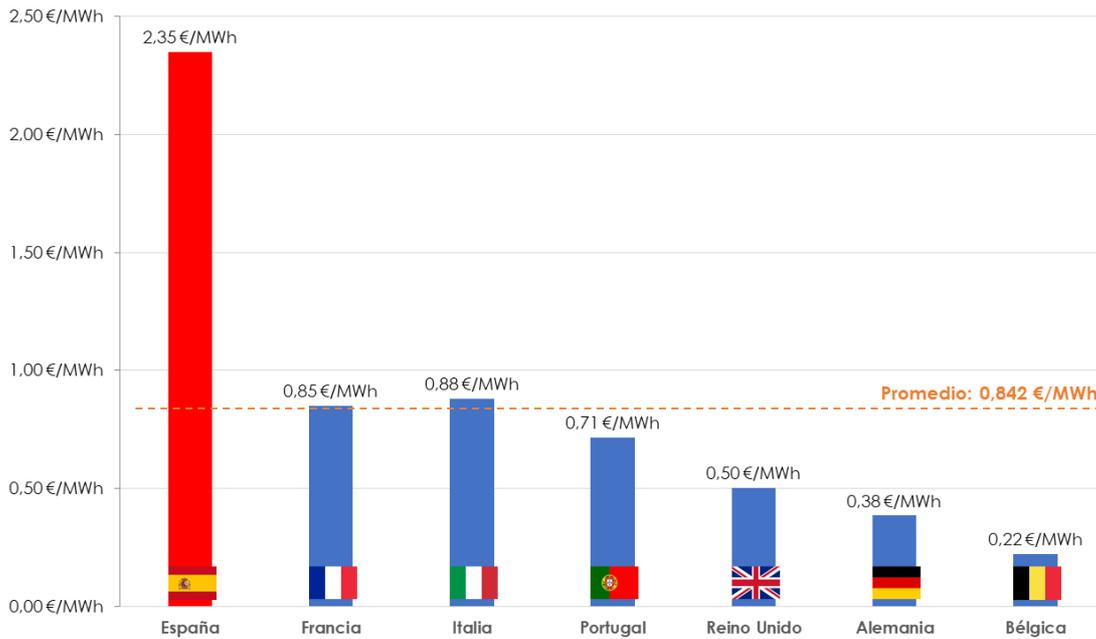
Gráfica 8: Coste de peajes para consumidor industrial tipo de 200 GWh/año.

El segundo caso de análisis corresponde a un consumidor industrial medio, con un consumo de 200 GWh/año. El coste del peaje de transporte y distribución en España se reduce ligeramente, en torno a un 8%, debido al cambio de tarifa como consecuencia del incremento en el consumo anual. A pesar de dicha rebaja, las diferencias respecto a los peajes de aplicación en los demás países analizados se mantienen en valores similares al primer caso.



Gráfica 9: Coste de peajes para consumidor industrial tipo de 500 GWh/año

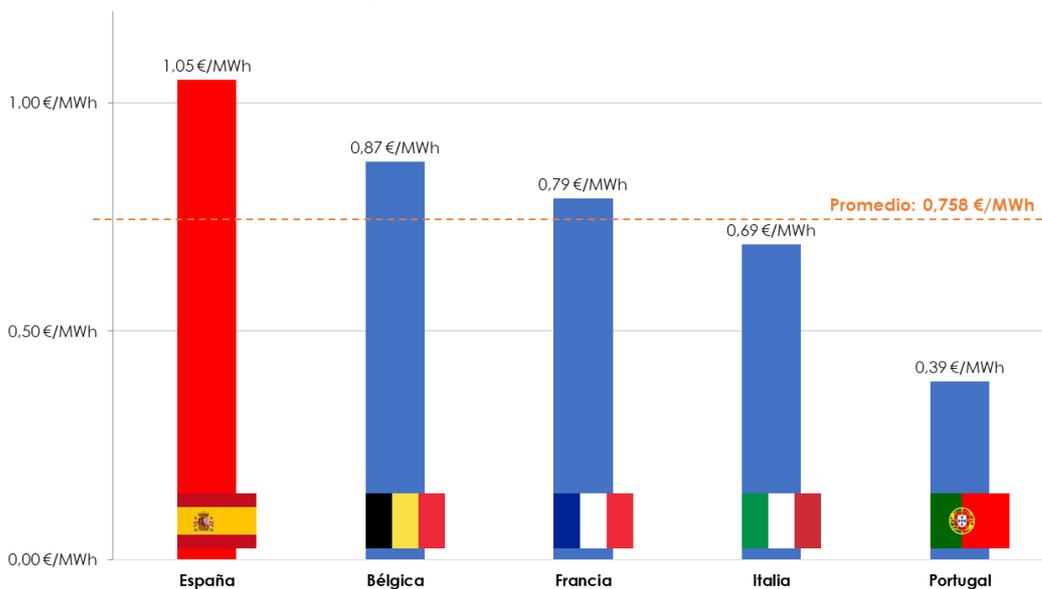
En el siguiente caso se considera un consumidor tipo con un consumo medio-alto, de 500 GWh/año. En esta ocasión el valor del peaje a aplicar en España no se reduce y tal y como ocurre en el caso anterior, sigue existiendo un gran diferencial entre el caso español y el resto.



Gráfica 10: Coste de peajes para consumidor industrial tipo de 1.000 GWh/año

El último caso de análisis que se presenta es el de un consumidor industrial con un nivel alto de consumo anual, estimado en 1.000 GWh. En este escenario, el coste de los peajes por la conducción del gas en España vuelve a reducirse ligeramente, ya que para dicha demanda anual le corresponde la tarifa más económica. A pesar de esto, la diferencia con respecto al resto de países analizados se mantiene en niveles muy elevados.

Para completar el análisis de los peajes a aplicar para el aprovisionamiento de gas se ha analizado el coste de descarga, almacenamiento y regasificación de un buque metanero de tamaño tipo 140.000 m<sup>3</sup> de GNL. Se ha establecido un periodo de regasificación total de 10 días, a razón de 14.000 m<sup>3</sup> de GNL diarios.

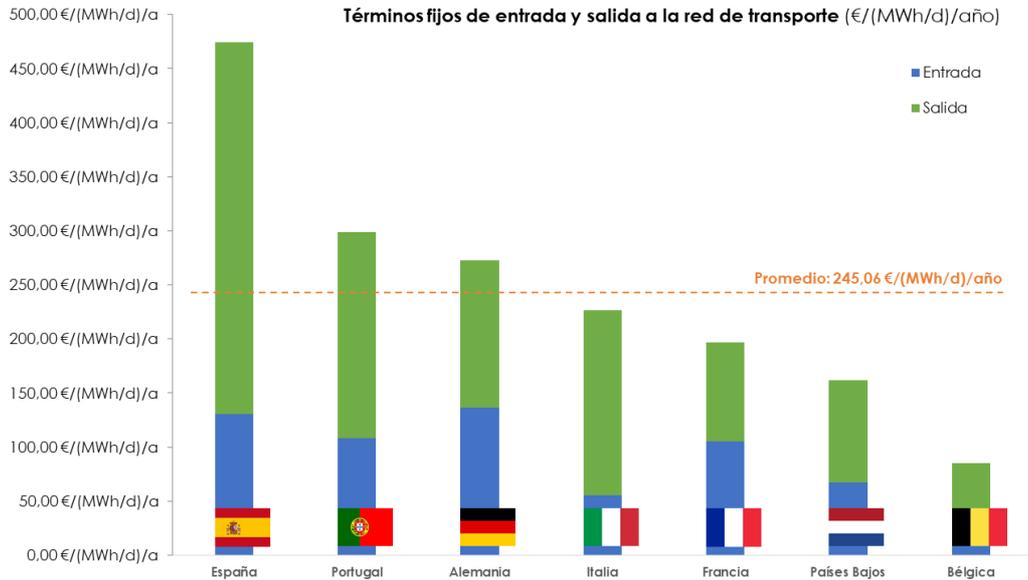


Gráfica 11: Coste total de descarga de un buque de 140.000 m<sup>3</sup> de GNL, almacenamiento en planta y regasificación uniforme durante 10 días

Los datos que refleja el análisis en este caso establecen que, para el caso que se ha analizado, el coste de peaje más elevado es una vez más el español. Destaca que los peajes que se aplican en Portugal, con quien España comparte Mercado Organizado de Gas (MIBGAS), son tres veces más pequeños. Existen países como Bélgica, Italia y Francia que, a pesar de no contar con un alto aprovisionamiento mediante buques, tienen unos costes de peaje asociados a la descarga, el almacenamiento y la regasificación

inferiores a los analizados en España. Estos resultados hacen que el coste total del gas mediante GNL, que presenta precios más competitivos, para el consumidor industrial resulta menos atractivo en España que en el resto de los países de su entorno.

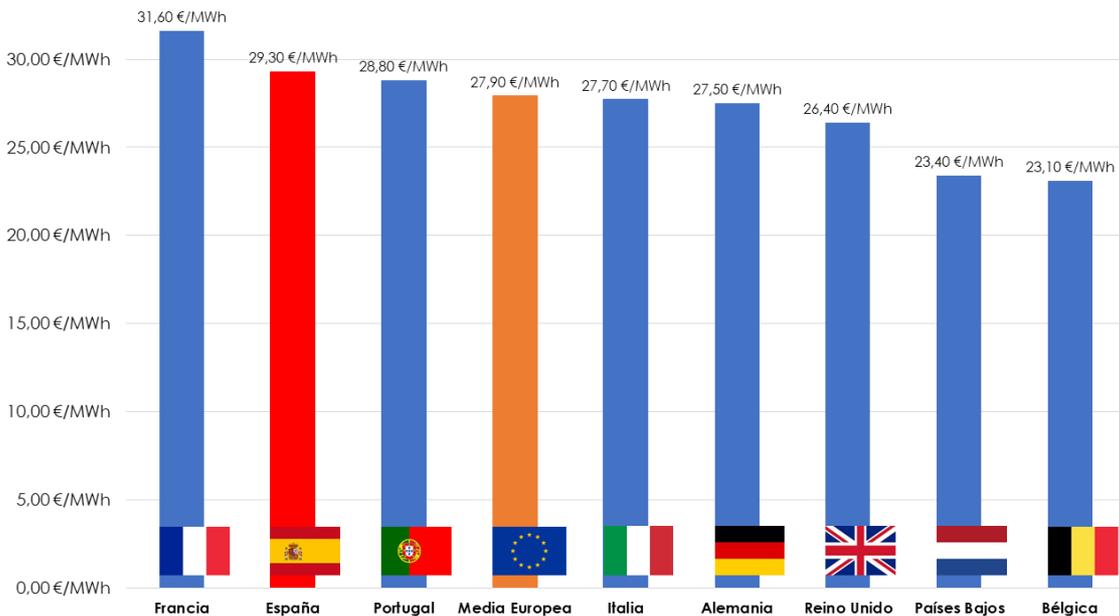
Este exceso en los peajes no se reduce únicamente a un término concreto, sino que es generalizado. Por ejemplo, el coste que deben asumir los consumidores españoles para acceder a la red de transporte es muy superior al de los principales países europeos.



Gráfica 12: Términos fijos de entrada y salida del peaje de acceso a la red de transporte de varios países europeos (Fuente: Reguladores estatales)

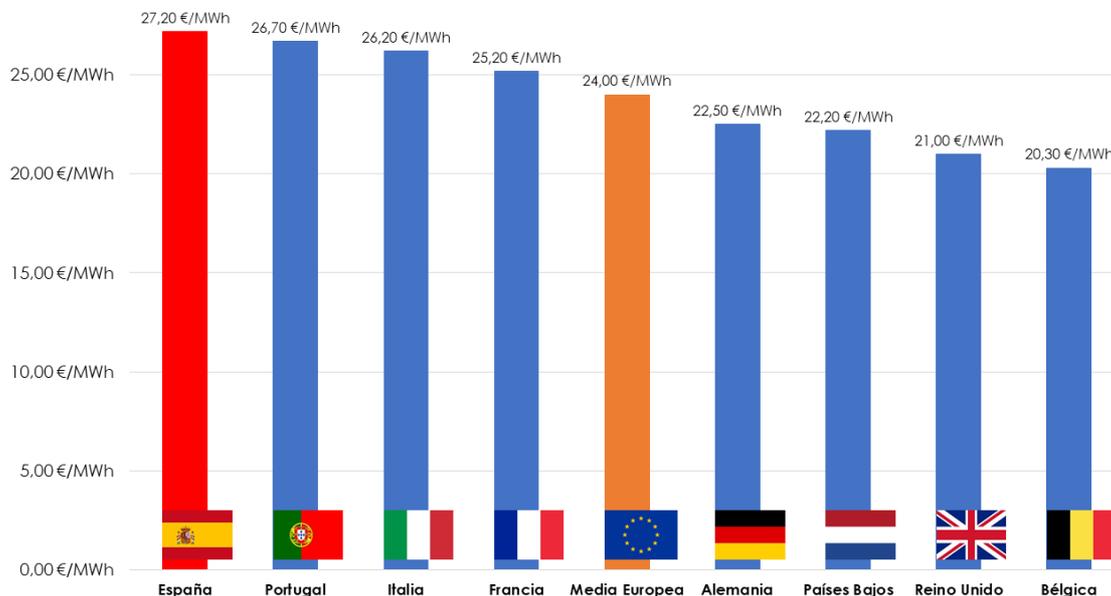
La carestía de los peajes españoles lleva muchos años encima de la mesa de la CNMC debido a la insistencia de los grandes consumidores de gas del país. Sin embargo, desde el extranjero diversas entidades se hacen eco de dicha diferencia.

Este aumento en el coste de los peajes al sector industrial, acompañado de los elevados costes de aprovisionamiento de gas, han aupado a España a uno de los países con el precio de gas más caro de cuantos se encuentran en Europa.



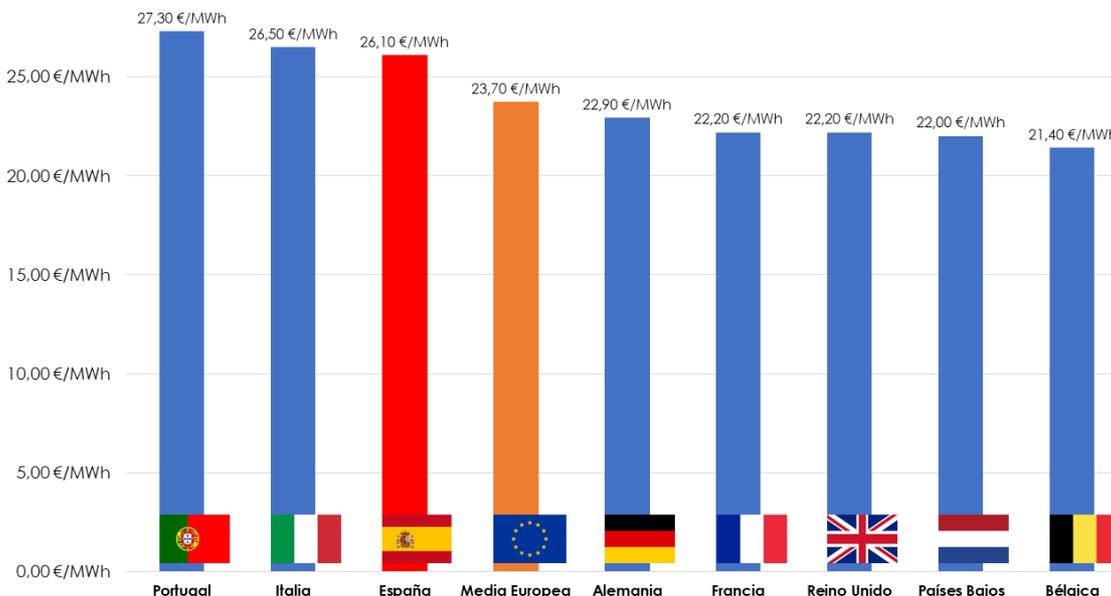
Gráfica 13: Precio del gas para consumidores industriales entre 2,77 y 27,7 GWh/año (Fuente: Eurostat)

En el caso de pequeñas y medianas industrias, el coste del gas en España es un 5% mayor que el promedio europeo, quedando únicamente Francia como país con un coste mayor de aprovisionamiento de gas.



Gráfica 14: Precio del gas para consumidores industriales entre 27,7 y 277 GWh/año (Fuente: Eurostat)

Para el caso de un gran industrial (en el caso de España, el sector que mayor demanda de gas tiene anualmente), el coste del gas pasa a ser un 13% más caro que el promedio de países europeos.



Gráfica 15: Precio del gas para consumidores industriales entre 0,27 y 2,77 TWh/año (Fuente: Eurostat)

Por si fuera poco, ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), el regulador estatal portugués, en la memoria explicativa de las nuevas tarifas de aplicación para el año de gas 2019-2020, ha incluido varias gráficas comparativas de diferentes servicios en Portugal y España.

Por una parte realiza una comparativa entre el precio medio de las actividades de descarga de buque de GNL en planta, almacenamiento y regasificación en España y Portugal.

Figura 15-3 - Comparação do preço médio de acesso ao Terminal de Receção, Armazenamento e Regaseificação de GNL entre Portugal e Espanha (produto anual)

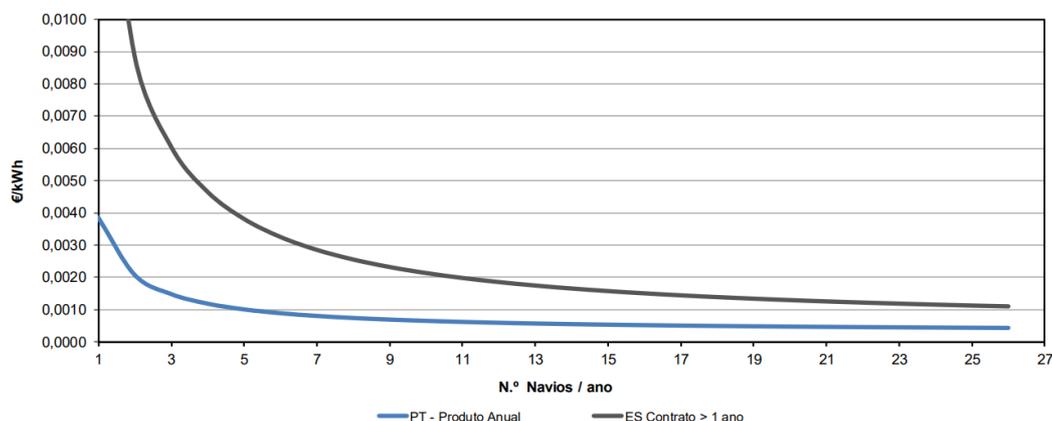


Figura 6: Comparativa entre el coste en peajes de las actividades de descarga de buque GNL, almacenamiento y regasificación en España y Portugal (Fuente: ERSE)

Por otra parte, también se incluye una gráfica comparativa del coste promedio del acceso a las redes de transporte en los dos países ibéricos. En este caso también, España cuenta con peajes notablemente más elevados que los del país vecino.

Figura 15-21 - Comparação das tarifas de acesso às redes para clientes ligados em AP, em Portugal e Espanha (contratos com duração superior a 1 ano)

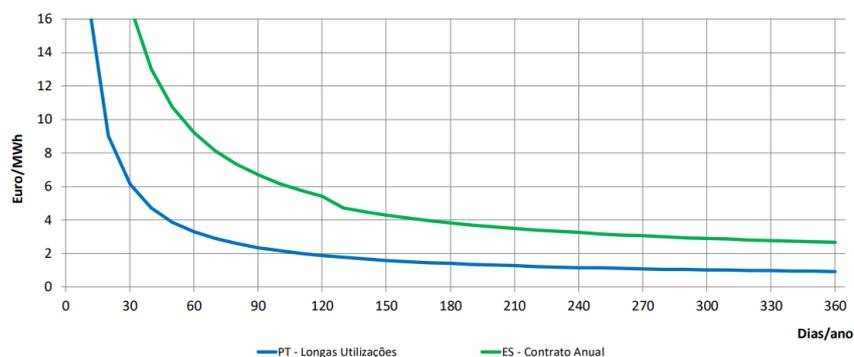
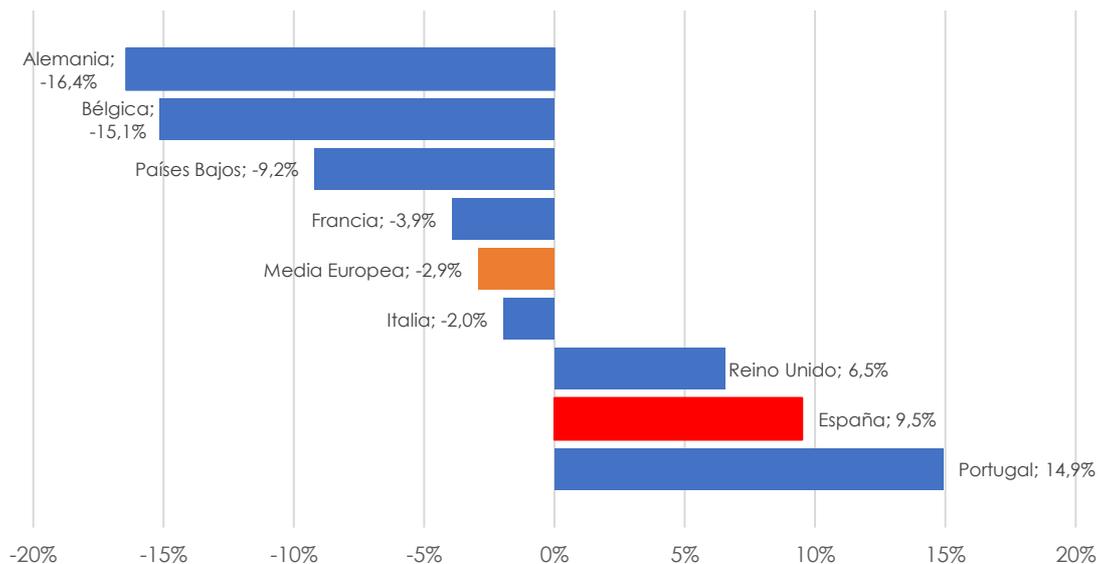


Figura 7: Comparativa entre el coste de los peajes de acceso a red de transporte en España y Portugal (Fuente: ERSE)

Las continuas subidas de los peajes al sector industrial, que recordemos es el principal consumidor de gas en España, durante la última década ha generado una pérdida de competitividad de forma alarmante respecto a las industrias de los principales países europeos.

Asimismo, mientras que en el periodo de 2012 a 2018 la mayoría de los países europeos recortaron los peajes a los grandes industriales respecto a los que se tenían anteriormente, en España se dio el efecto contrario, aumentándolos casi en un 10% entre los años 2012-2018 y 2007-2011.



Gráfica 16: Subida del coste del gas para grandes industriales entre los 2007-2011 y 2012-2018 (Fuente: Eurostat)

En resumen, **la industria**, como motor económico del país **no cuenta con un precio de gas competitivo** y está a la cola de Europa en cuanto al precio de los peajes, con valores muy por encima de la media. Esta situación genera una fuerte desventaja para la industria española, que ve como sus competidores europeos pueden competir de una forma mucho más eficaz.

Atendiendo a la memoria explicativa de la Circular de análisis en este documento menciona lo siguiente en la página 66:

---

*“La bajada de la retribución podrá suponer una bajada de peajes; sin embargo, debido al déficit acumulado puede no existir coincidencia temporal entre ambos decrementos.”*

---

Esta afirmación no puede ser de aplicación por varias razones:

- a) La retribución de las actividades de transporte, regasificación y distribución se reduce
- b) En el año 2019 se prevé un superávit en el Sistema Gasista
- c) En el año 2019 se finaliza el pago por el cargo del Laudo de París

Es por ello, que en base a lo indicado se debe realizar una bajada en los peajes equivalente a la reducción de los costes del Sistema, en un ejercicio de búsqueda del equilibrio entre ingresos y costes.

Esta propuesta de reducción en los peajes debe ir dirigida al sector más afectado por las continuas subidas que se dieron a partir del año 2007, el industrial.

Del mismo modo, la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia” establece en el apartado quinto lo siguiente:

---

*“El diseño de los peajes y cánones debería tener en consideración la competitividad del sector industrial, respetando en todo caso las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado.”*

---

## Evolución de los peajes

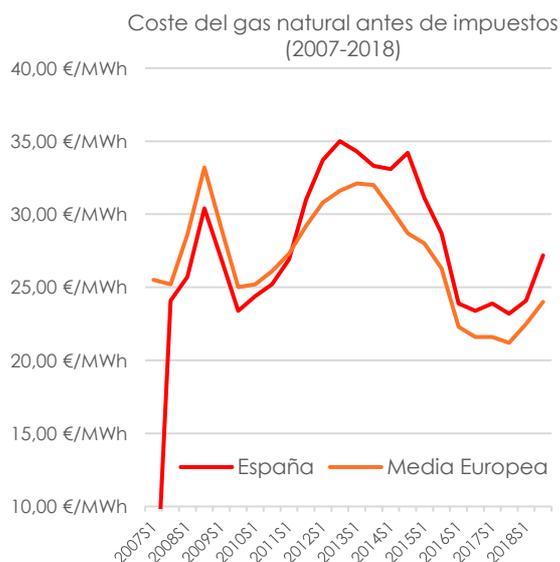
En la memoria explicativa de la Circular publicada se ha realizado un análisis comparativo de los precios del gas antes de impuestos para el consumidor doméstico y pequeño industrial. Los resultados que aportan son los siguientes:

- En el **periodo 2012-2018** el precio del gas para consumidores **domésticos** fue en España un **24,3% superior** al europeo
- En el **periodo 2012-2018** el precio del gas para consumidores **industriales** (de 3 GWh a 25 GWh) fue en España un **1,8% superior** al europeo

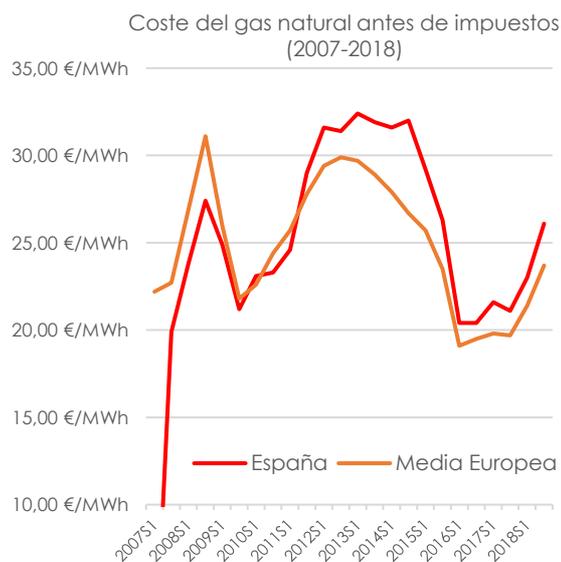
Sin embargo, el análisis de datos de consumidores industriales con mayores consumos y de mayor relevancia, muestra unos resultados muy diferentes:

- En el **periodo 2012-2018** el precio del gas para consumidores **industriales** (de 25 GWh a 250 GWh) fue en España un **9,6% superior** al europeo
- En el **periodo 2012-2018** el precio del gas para consumidores **industriales** (de 250 GWh a 2.500 GWh) fue en España un **9,9% superior** al europeo

Analizando la evolución de los precios para los consumidores industriales con consumos elevados, se comprueba como a partir de 2012, los precios en España son sensiblemente superiores a los europeos.



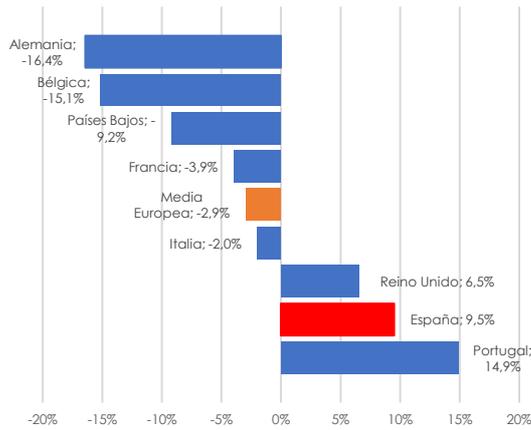
Gráfica 17: Coste del gas antes de impuestos para grandes consumidores industriales (25 GWh a 250 GWh)



Gráfica 18: Coste del gas antes de impuestos para muy grandes consumidores industriales (250 GWh a 2.500 GWh)

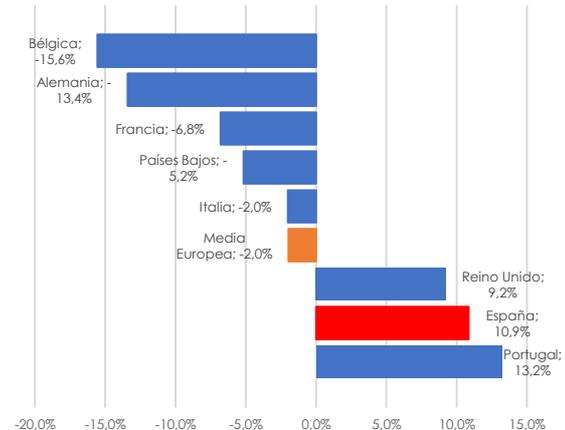
Asimismo, también se ha analizado la variación de los precios del gas entre los periodos 2007-2011 y 2012-2018 para grandes (25 a 250 GWh) y muy grandes (250 a 2.500 GWh) industrias, con unos resultados contundentes.

Subida del coste del gas para grandes industriales entre los periodos 2007-2011 y 2012-2018



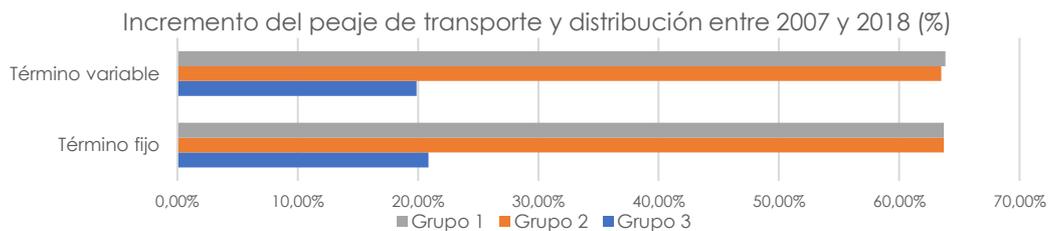
Gráfica 19: Subida del coste del gas para grandes industriales entre los periodos 2007-2011 y 2012-2018

Subida del coste del gas para muy grandes industriales entre los periodos 2007-2011 y 2012-2018



Gráfica 20: Subida del coste del gas para muy grandes industriales entre los periodos 2007-2011 y 2012-2018

Finalmente, en la memoria explicativa de la circular se hace una comparativa entre la subida de los peajes del grupo 1, 2 y 3 desde el año 2007 al año 2018, con el siguiente resultado:



Gráfica 21: Incremento del peaje de transporte y distribución entre 2007 y 2018

## Conclusiones

Los modelos de peajes de descarga, almacenamiento, regasificación, acceso y salida de las redes de transporte muestran una gran heterogeneidad entre los modelos vigentes en los diferentes países analizados.

España es el país en el que estos costes asociados a los peajes son más altos, siendo, de media, un 80% superiores a los de Francia, un 120% más caros que los de Portugal y un 500% en el caso de Bélgica.

Este sobrecoste de los peajes se convierte en un factor claro de pérdida de competitividad para la industria española.

Para rebajar el coste de los peajes que se pagan por el uso de las infraestructuras de gas, deberá actualizarse la metodología por la que se reconocen los costes del Sistema Gasista, establecida desde el año 2001, para que la misma se adecúe a la realidad actual, permitiendo que los ingresos necesarios no lastren la competitividad del país.

La diferencia en el coste de aprovisionamiento del gas natural como producto, puede llegar a alcanzar, tomando como base MIBGAS, diferenciales de hasta 3 €/MWh con hub como el ZTP en Bélgica o el NBP en el Reino Unido. Este es otro factor que claramente perjudica la competitividad de la industria en España-

Para que el hub español pueda alinearse con los hub europeos, será imprescindible tomar medidas que permitan la apertura del mercado gasista español hacia el mercado global de la Unión Europea. Con ello

se fomentaría un mayor uso de las infraestructuras existentes, con lo que los ingresos del Sistema Gasista estarían garantizados bajo un nuevo escenario en el que los costes unitarios de los peajes se redujesen, hasta equipararse con los valores existentes en Europa.

La pérdida de competitividad del mercado industrial español respecto al de los otros países europeos citados sólo puede salvarse gracias a la armonización a los niveles europeos mediante la combinación de un precio inferior del gas natural como producto, más la reducción del coste de los peajes a abonar por el uso de las infraestructuras. Y ambos factores convergerán sólo si se parte de una reducción de los costes de la retribución a los operadores del Sistema Gasista, que conduzca al fomento del uso de las infraestructuras, y a la aplicación de medidas que aseguren la apertura e integración del sector gasista en el mercado europeo. En el caso de que estas medidas no se lleven a cabo, la única alternativa pasará por la reducción de la sobrecapacidad existente en el Sistema Gasista español, hasta valores adecuados a la demanda de un mercado de gas que, desde 2008, ha tenido un crecimiento muy poco relevante.

## ANEXO II. SIMULACIÓN CERO

## La nueva metodología propuesta por la CNMC

La nueva metodología de peajes propuesta por la CNMC tiene varias modificaciones respecto a los peajes actuales. A continuación, se detallan las principales características de este nuevo sistema.

### a) Peaje de acceso a redes de transporte

El peaje de acceso a redes de transporte lo deben abonar a través de peajes todos aquellos consumidores cuyo punto de suministro no tenga en origen una planta satélite de GNL.

Se establece un nuevo peaje de acceso a redes de transporte cuyo objetivo consiste en recaudar el coste correspondiente a la retribución de la actividad de transporte.

Se han establecido unos términos fijos unitarios para cada punto de entrada al Sistema:

- Cada conexión internacional tiene su propio término
- Las plantas de regasificación, al establecerse el modelo de tanque único, cuentan con un valor único para todas ellas
- Los almacenamientos subterráneos tienen un término fijo nulo
- Cada yacimiento e instalaciones de inyección de biogás cuentan con su propio término

Para las salidas se establece un sistema similar:

- Las salidas nacionales de las redes troncales tienen un valor único
- Cada conexión internacional tiene su propio término
- Las salidas a Plantas de GNL cuentan con un único término para todas ellas
- Las salidas a AASS tienen un término fijo nulo

Se establece un término variable igual para todos los puntos de entrada como de salida.

Finalmente, mencionar que debido a que la capacidad total contratada en el sistema para los puntos de entrada es un 61,5% superior al de salida, los peajes de entrada deben sufrir una adecuación en su aplicación (denominado efecto cartera por los técnicos de la CNMC) ya que los comercializadores no pueden cobrar a sus clientes un coste en peajes superior al que luego abonan al transportista.

### b) Peaje de acceso a redes locales

El peaje de acceso a redes locales lo deben pagar todos los consumidores del sistema gasista, a excepción de aquellos que se alimenten desde una planta satélite de GNL monocliente.

Se eliminan los grupos de presión con el objetivo de evitar inversiones derivadas de cambios de presión a rangos superiores.

Se generan 11 grupos de consumo, de los cuales tres engloban al consumidor doméstico, tres al comercial y los cinco superiores al industrial y gran industrial.

### c) Peaje de acceso a instalaciones de regasificación

El peaje de acceso a instalaciones de regasificación engloba todos aquellos peajes que sufragan todas aquellas actividades que se dan en las plantas de regasificación, tales como la descarga de buques, el almacenamiento de GNL, la vaporización o la carga de cisternas.

Estos conceptos se han recalculado para que los propios gastos se abonen mediante cada uno de los peajes.

Asimismo, se ha incluido un peaje transitorio de otros costes de regasificación. Este peaje engloba todos aquellos costes que tienen carácter transitorio y es de aplicación a todos los usuarios del sistema sin excepción.

El peaje transitorio de otros costes de regasificación engloba los siguientes costes:

- Retribución por continuidad de suministro
- Coste de hibernación de la planta de regasificación de El Musel
- Sentencia Firme 2278/2016 del TS
- Impacto de la convergencia

Este último término “Impacto de la convergencia” se debe a que la CNMC ha establecido, que los peajes de aplicación para las actividades que se dan en la planta de regasificación (a excepción de la vaporización) deben ser los calculados para el año de gas Octubre de 2023 – Septiembre de 2024, sensiblemente más bajos que los que se prevén para 2020. El coste que supone esta medida, que la CNMC entiende como transitoria, es de 98.754.244 € para el año 2020. El peaje transitorio de otros costes de regasificación tiene un único término variable, que para 2020 se ha establecido en 0,541 €/MWh y para 2021 en 0,448 €/MWh.

Finalmente, cabe mencionar que el coste de retribución del GTS (1% del total de la retribución base) y del coste del pago de las anualidades del déficit, Mibgas y otros costes menores (4,1% de la retribución base del año 2020) hacen incrementarse la totalidad de los peajes en un 5,1% resultante de la suma de todos ellos, con lo que se debe aplicar un coeficiente de 1,051 a todos ellos.

## Condiciones básicas de la simulación realizada

### Caracterización de los consumidores

A la hora de realizar la simulación se han considerado diferentes estándares de consumidor con la intención de abarcar todas las alternativas posibles considerando los grupos de presión y consumo existentes en la metodología actual y los grupos de consumo que ha establecido la CNMC en la propuesta incluida en su Propuesta de Circular.

De esta forma, se han establecido los siguientes casos a analizar:

- a) Consumidores en Grupo 1 actual

<b>Consumo anual (GWh/año)</b>	<b>Grupo</b>	<b>Factor de carga</b>	<b>Caudal diario contratado (kWh/día)</b>
10	1.1	62,26%	44.000
20	1.1	62,26%	88.000
70	1.1	62,26%	308.000
150	1.1	90,91%	452.055
200	1.1	90,91%	602.740
300	1.2	90,91%	904.110
750	1.2	90,91%	2.260.274
1.500	1.3	90,91%	4.520.548

- a) Consumidores en Grupo 2 actual

<b>Consumo anual (GWh/año)</b>	<b>Grupo</b>	<b>Factor de carga</b>	<b>Caudal diario contratado (kWh/día)</b>
10	2.3	62,26%	44.000
20	2.3	62,26%	88.000
50	2.4	62,26%	220.000
70	2.4	62,26%	308.000
150	2.5	90,91%	452.055
300	2.5	90,91%	904.110
750	2.6	90,91%	2.260.274

Empleando estos datos, mucho más ajustados a los grandes consumidores industriales que los que emplea la CNMC en su memoria para realizar las comparaciones respecto a los peajes actuales y a los futuros, hemos procedido a realizar las simulaciones pertinentes.

## Simulación CERO. Planteamiento base de la CNMC

A continuación, se incluyen los resultados de varias simulaciones realizadas para comparar el impacto que los nuevos peajes propuestos por la CNMC para el año 2020, en caso de ser aplicados, tendrían respecto a los actuales peajes en vigor.

Para abarcar la totalidad de las alternativas posibles, se ha optado por considerar tres supuestos diferentes:

- Considerando una entrada a través de Conexión Internacional
- Considerando una entrada a través de una planta de regasificación
- Considerando una entrada de un 60% a través de planta y un 40% a través de CI

En todos los casos analizados se ha considerado el peaje transitorio de otros gastos de regasificación.

Se ha incluido en todos los peajes de aplicación el 5,10% correspondiente al GTS y a otros costes.

### Entrada a través de una Conexión Internacional

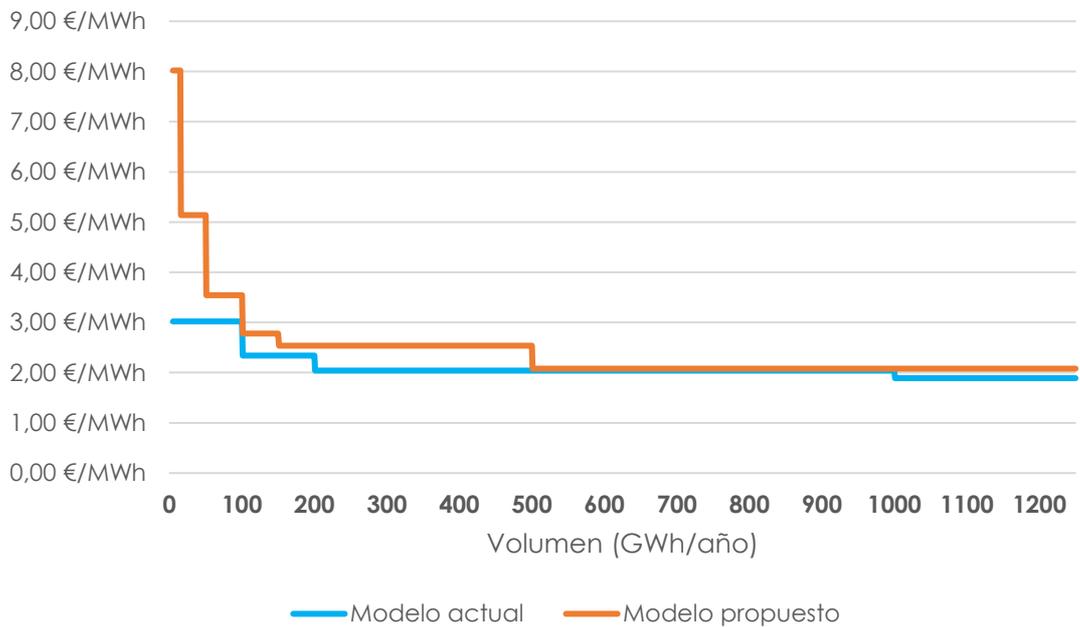
El peaje de entrada desde una conexión internacional a la red de transporte varía en función de la conexión que se emplee en el cálculo. En el año 2020, los peajes fijos de los principales puntos de entrada definidos por la CNMC son los siguientes:

- CI Tarifa 290,9664 €/(MWh/día)/año
- CI Almería 262,4460 €/(MWh/día)/año
- VIP Pirineos 202,0121 €/(MWh/día)/año

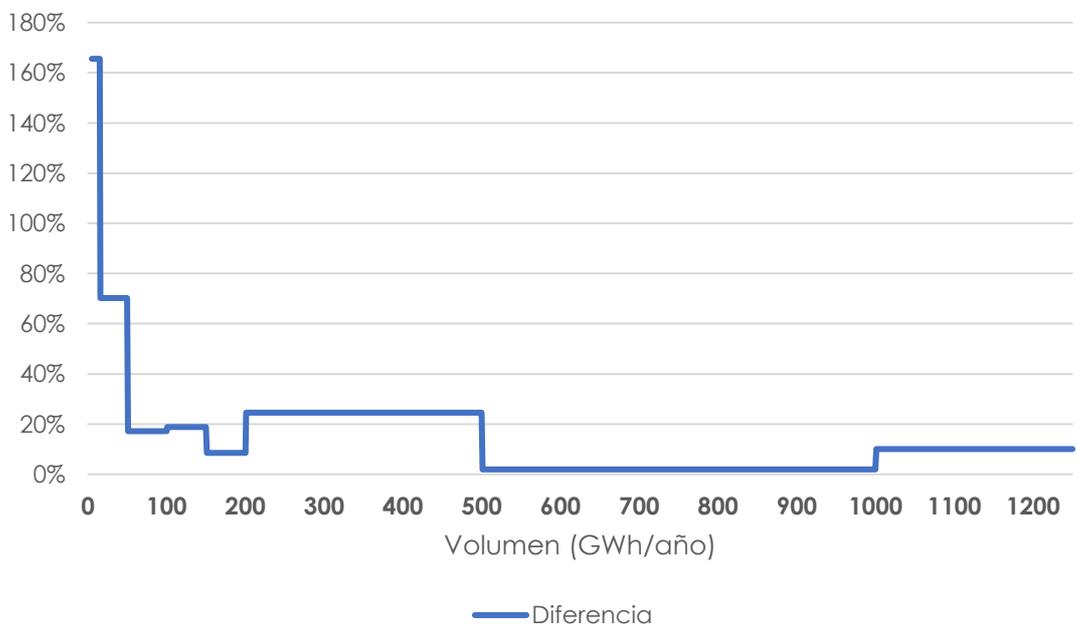
Para simplificar los cálculos se va a tomar como valor de referencia el dato de la **CI Almería**, debido a que se trata de la más cercana al valor medio de las tres.<sup>1</sup>

Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)				PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)					Variación sobre el peaje vigente
	Grupo actual	Entrada	Salida	TOTAL	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Transitorio	TOTAL	
10	1.1	0,35	2,67	3,02	D.7	0,77	6,67	0,57	8,02	165%
20	1.1	0,35	2,67	3,02	D.8	0,77	3,80	0,57	5,14	70%
70	1.1	0,35	2,67	3,02	D.9	0,77	2,20	0,57	3,54	17%
150	1.1	0,24	2,10	2,34	D.9	0,54	1,67	0,57	2,78	19%
200	1.1	0,24	2,10	2,34	D.10	0,54	1,43	0,57	2,54	9%
300	1.2	0,24	1,80	2,04	D.10	0,54	1,43	0,57	2,54	25%
750	1.2	0,24	1,80	2,04	D.11	0,54	0,97	0,57	2,08	2%
1.500	1.3	0,24	1,65	1,89	D.11	0,54	0,97	0,57	2,08	10%
10	2.3	0,35	3,62	3,98	D.7	0,77	6,67	0,57	8,02	102%
20	2.3	0,35	3,62	3,98	D.8	0,77	3,80	0,57	5,14	29%
50	2.4	0,35	3,30	3,65	D.8	0,77	3,80	0,57	5,14	41%
70	2.4	0,35	3,30	3,65	D.9	0,77	2,20	0,57	3,54	-3%
150	2.5	0,24	2,35	2,59	D.9	0,54	1,67	0,57	2,78	7%
300	2.5	0,24	2,35	2,59	D.10	0,54	1,43	0,57	2,54	-2%
750	2.6	0,24	2,11	2,35	D.11	0,54	0,97	0,57	2,08	-11%

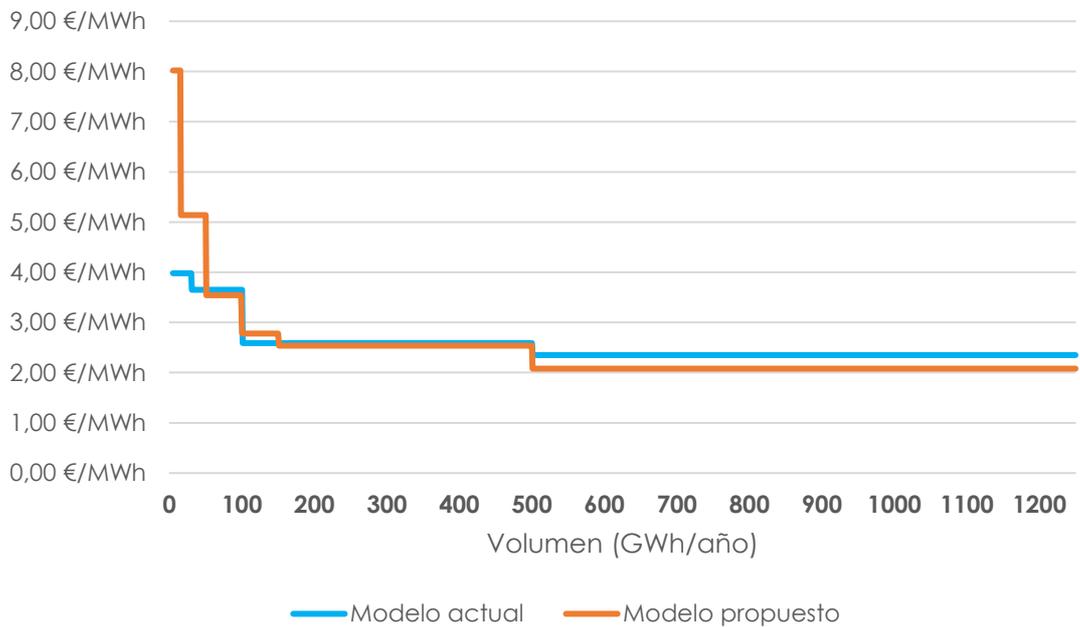
<sup>1</sup> Las entradas desde Portugal, yacimientos nacionales y plantas de biogás no se han considerado para no desvirtuar el valor del cálculo debido a su baja utilización



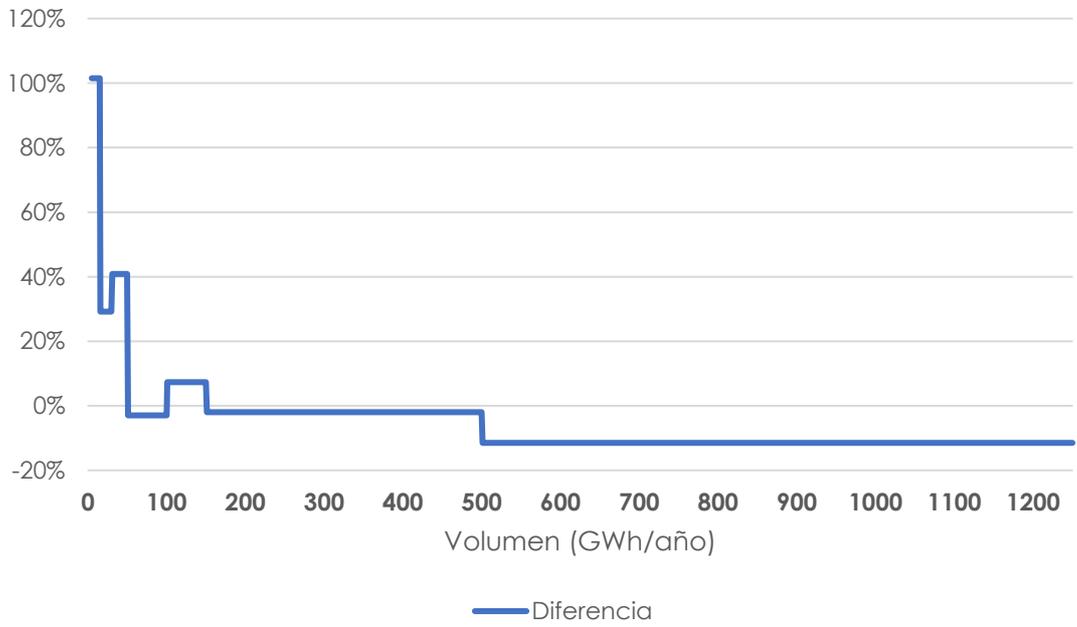
Gráfica 22: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada CI)



Gráfica 23: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada CI)



Gráfica 24: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada CI)



Gráfica 25: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada CI)

### Entrada a través de una Planta de Regasificación

Este segundo supuesto, considera una entrada de gas al sistema a través de una planta de regasificación. El peaje de entrada desde una Planta de Regasificación es único para todas ellas debido a la existencia del tanque único. En el año 2020, el término fijo del peaje de entrada establecido es el siguiente:

- GNL / LNG 226,8606 €/(MWh/día)/año

En cuanto a los términos variables de entrada y salida a la red de transporte, se han fijado en 0,026613 €/MWh en ambos casos.

En cuanto al peaje de regasificación, los valores a tener en cuenta son los que se muestran a continuación:

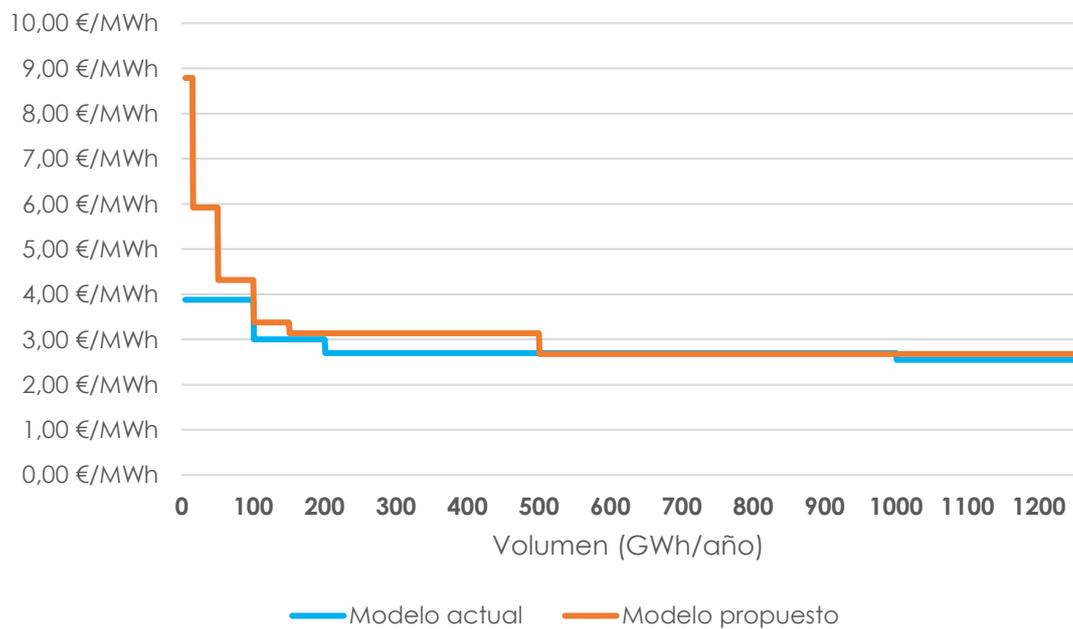
- Término fijo 29,86761 €/(MWh/día)/mes
- Término variable 0,15191 €/MWh

Sin embargo, y debido al periodo transitorio definido por la CNMC hasta el año de gas 2023-2024, los peajes de regasificación tomarán el siguiente valor:

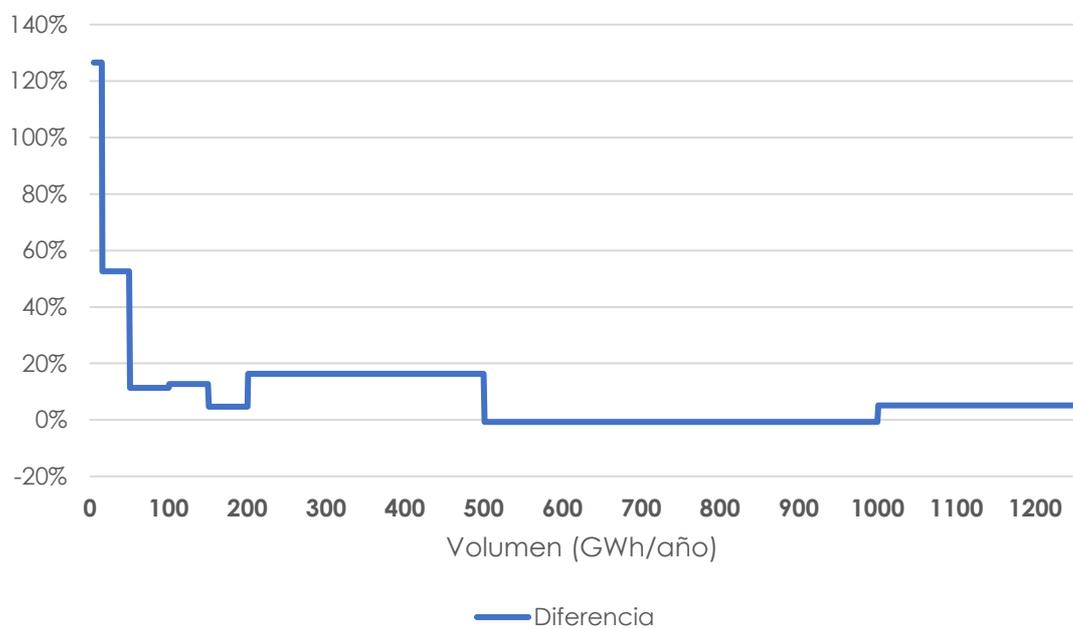
- Término fijo 19,318 €/(MWh/día)/mes
- Término variable 0,106 €/MWh

Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
20	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
70	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
150	1.1	0,24	2,10	0,11	0,55	3,00
200	1.1	0,24	2,10	0,11	0,55	3,00
300	1.2	0,24	1,80	0,11	0,55	2,70
750	1.2	0,24	1,80	0,11	0,55	2,70
1.500	1.3	0,24	1,65	0,11	0,55	2,55
10	2.3	0,35	3,62	0,11	0,75	4,84
20	2.3	0,35	3,62	0,11	0,75	4,84
50	2.4	0,35	3,30	0,11	0,75	4,51
70	2.4	0,35	3,30	0,11	0,75	4,51
150	2.5	0,24	2,35	0,11	0,55	3,25
300	2.5	0,24	2,35	0,11	0,55	3,25
750	2.6	0,24	2,11	0,11	0,55	3,01

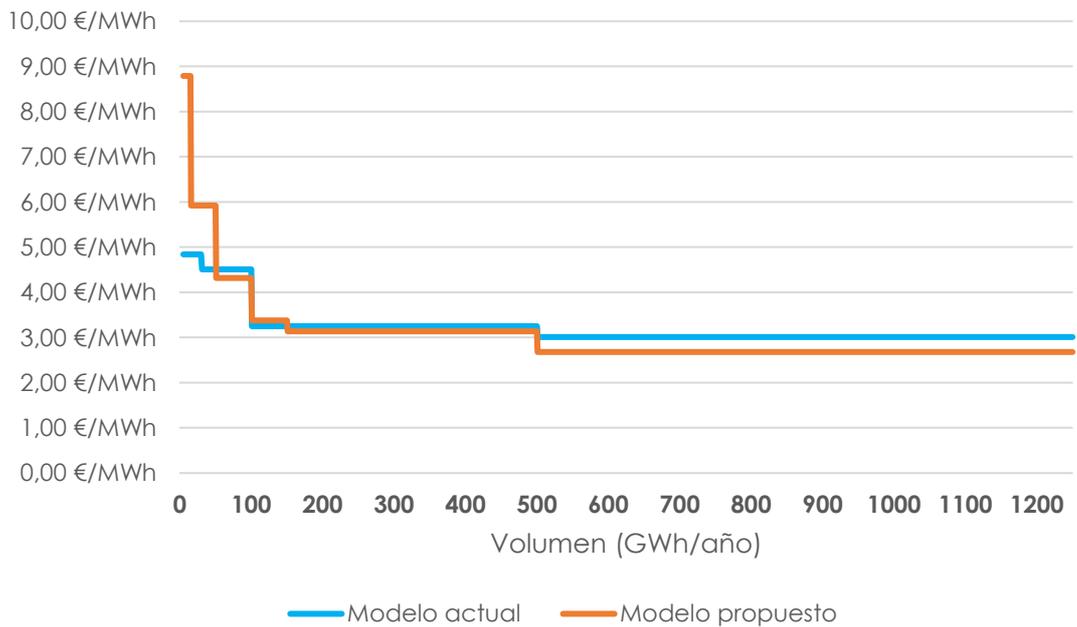
Consumo (GWh/a)	PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)							Variación sobre el peaje vigente
	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	Transitorio	TOTAL	
<b>Grupo 1 vigente</b>								
10	D.7	0,67	6,67	0,11	0,77	0,57	8,79	127%
20	D.8	0,67	3,80	0,11	0,77	0,57	5,92	53%
70	D.9	0,67	2,20	0,11	0,77	0,57	4,32	11%
150	D.9	0,47	1,67	0,11	0,56	0,57	3,38	13%
200	D.10	0,47	1,43	0,11	0,56	0,57	3,14	5%
300	D.10	0,47	1,43	0,11	0,56	0,57	3,14	16%
750	D.11	0,47	0,97	0,11	0,56	0,57	2,68	-1%
1.500	D.11	0,47	0,97	0,11	0,56	0,57	2,68	5%
<b>Grupo 2 vigente</b>								
10	D.7	0,67	6,67	0,11	0,77	0,57	8,79	82%
20	D.8	0,67	3,80	0,11	0,77	0,57	5,92	22%
50	D.8	0,67	3,80	0,11	0,77	0,57	5,92	31%
70	D.9	0,67	2,20	0,11	0,77	0,57	4,32	-4%
150	D.9	0,47	1,67	0,11	0,56	0,57	3,38	4%
300	D.10	0,47	1,43	0,11	0,56	0,57	3,14	-3%
750	D.11	0,47	0,97	0,11	0,56	0,57	2,68	-11%



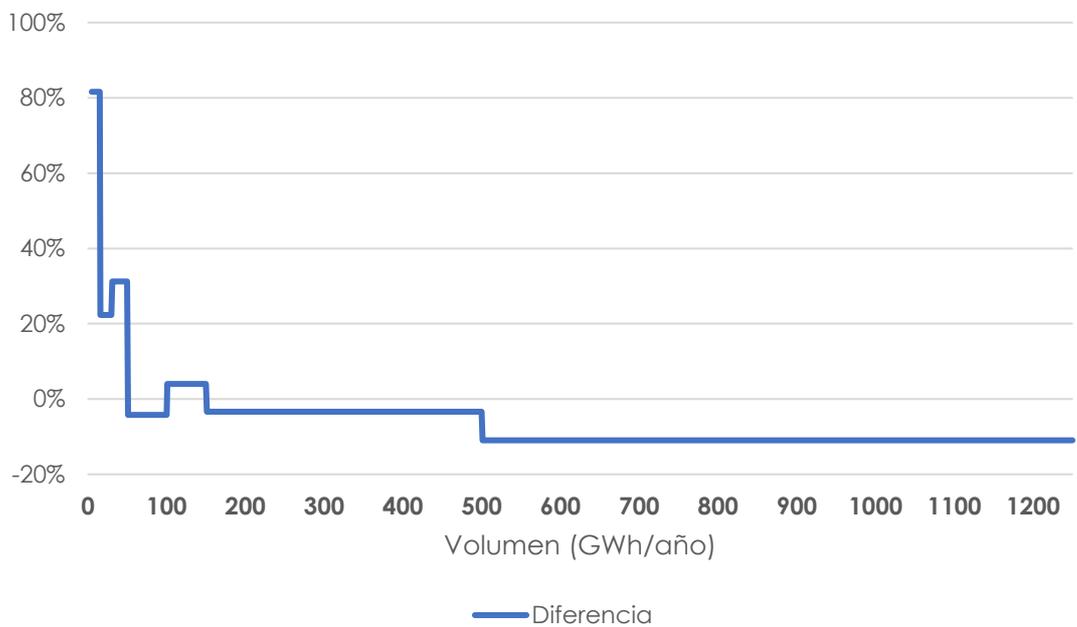
Gráfica 26: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada Planta)



Gráfica 27: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada Planta)



Gráfica 28: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada Planta)



Gráfica 29: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada Planta)

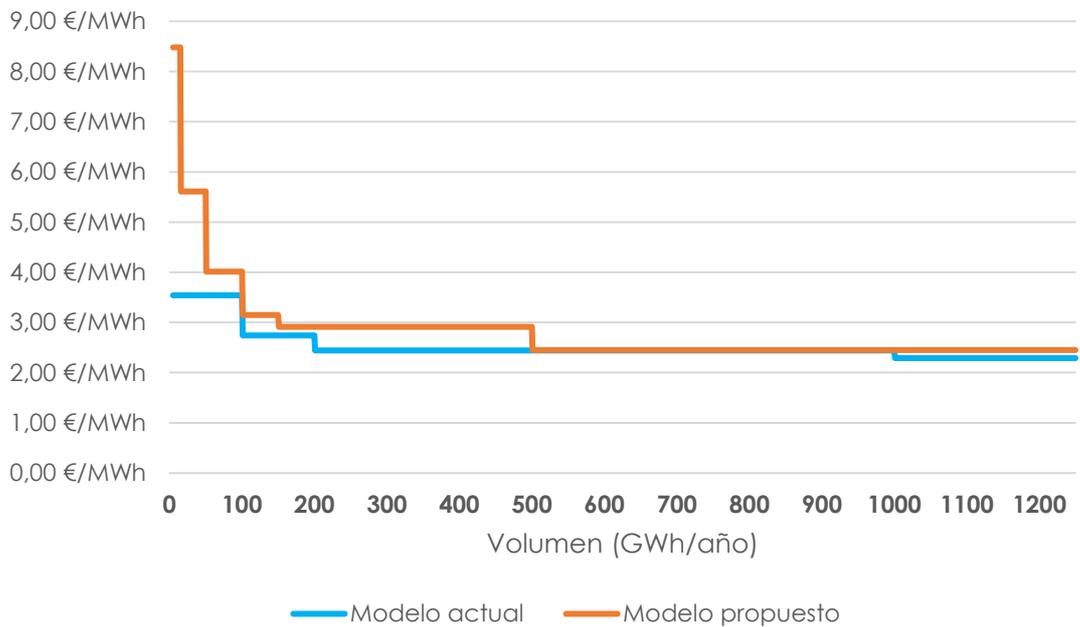
### Entrada 60% a través de Planta de Regasificación y 40% a través de CI

En este tercer supuesto, partimos de la hipótesis de que el 60% del aprovisionamiento de gas se realiza desde una planta de regasificación y el 40% desde una Conexión Internacional.

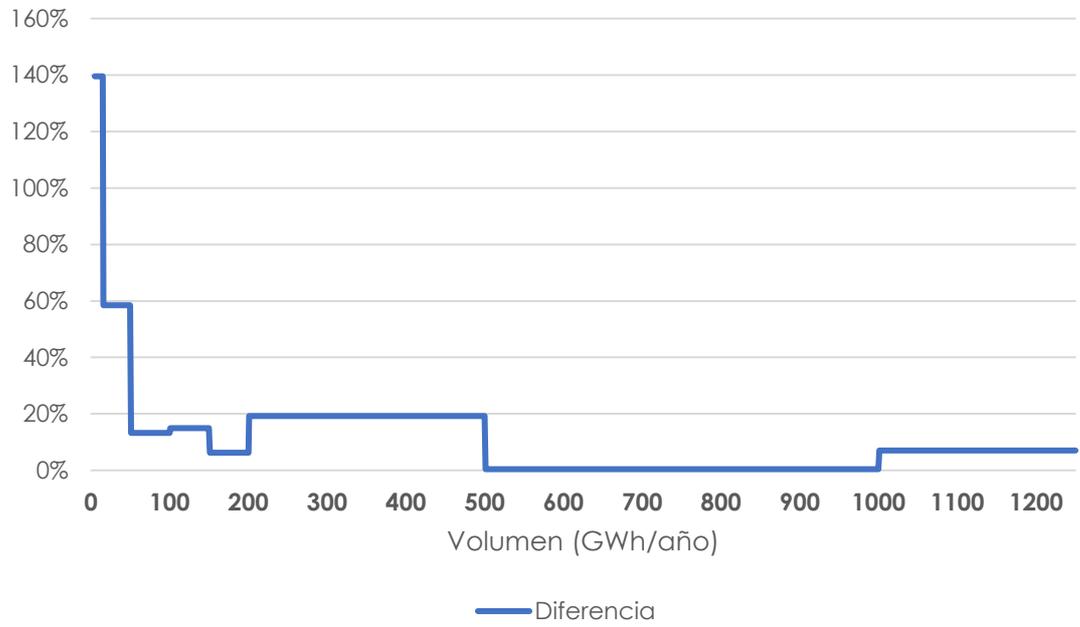
Los bajos precios que el GNL está teniendo a lo largo de este 2019, sumado al exceso de oferta que existe, generará un mayor aprovisionamiento a lo largo de los próximos años en España.

Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
20	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
70	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
150	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
200	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
300	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
750	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
1.500	1.3	0,24	1,65	0,07	0,33	2,29
10	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
20	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
50	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
70	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
150	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
300	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
750	2.6	0,24	2,11	0,07	0,33	2,75

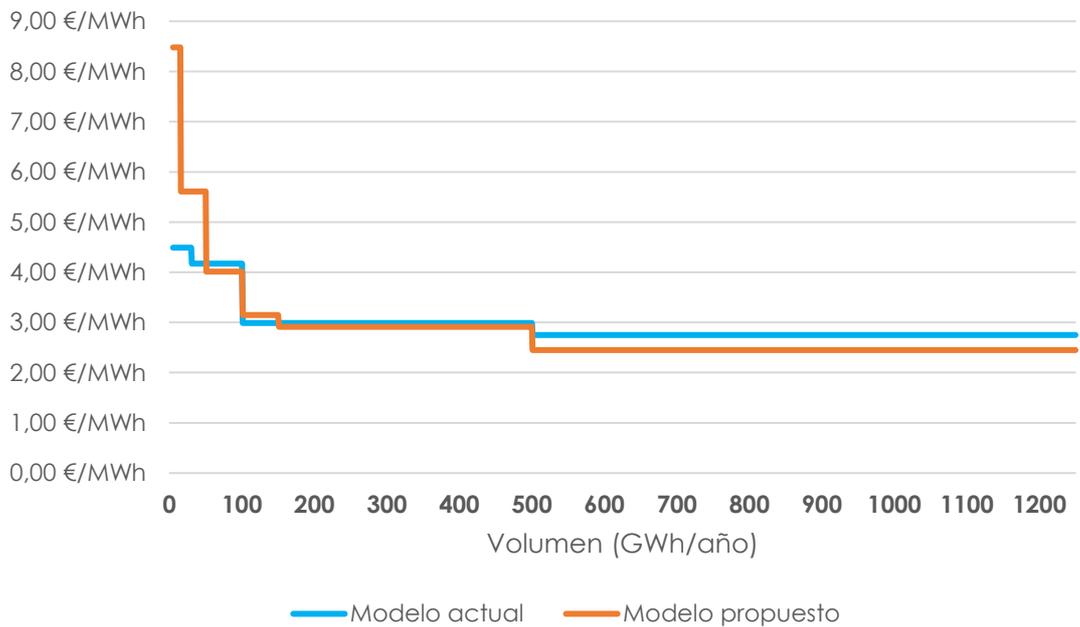
Consumo (GWh/a)	PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)							Variación sobre el peaje vigente
	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	Transitorio	TOTAL	
<b>Grupo 1 vigente</b>								
10	D.7	0,71	6,67	0,07	0,46	0,57	8,48	140%
20	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	58%
70	D.9	0,71	2,20	0,07	0,46	0,57	4,01	13%
150	D.9	0,50	1,67	0,07	0,34	0,57	3,15	15%
200	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	6%
300	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	19%
750	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	0%
1.500	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	7%
<b>Grupo 2 vigente</b>								
10	D.7	0,71	6,67	0,07	0,46	0,57	8,48	89%
20	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	25%
50	D.8	0,71	3,80	0,07	0,46	0,57	5,61	35%
70	D.9	0,71	2,20	0,07	0,46	0,57	4,01	-4%
150	D.9	0,50	1,67	0,07	0,34	0,57	3,15	5%
300	D.10	0,50	1,43	0,07	0,34	0,57	2,91	-3%
750	D.11	0,50	0,97	0,07	0,34	0,57	2,45	-11%



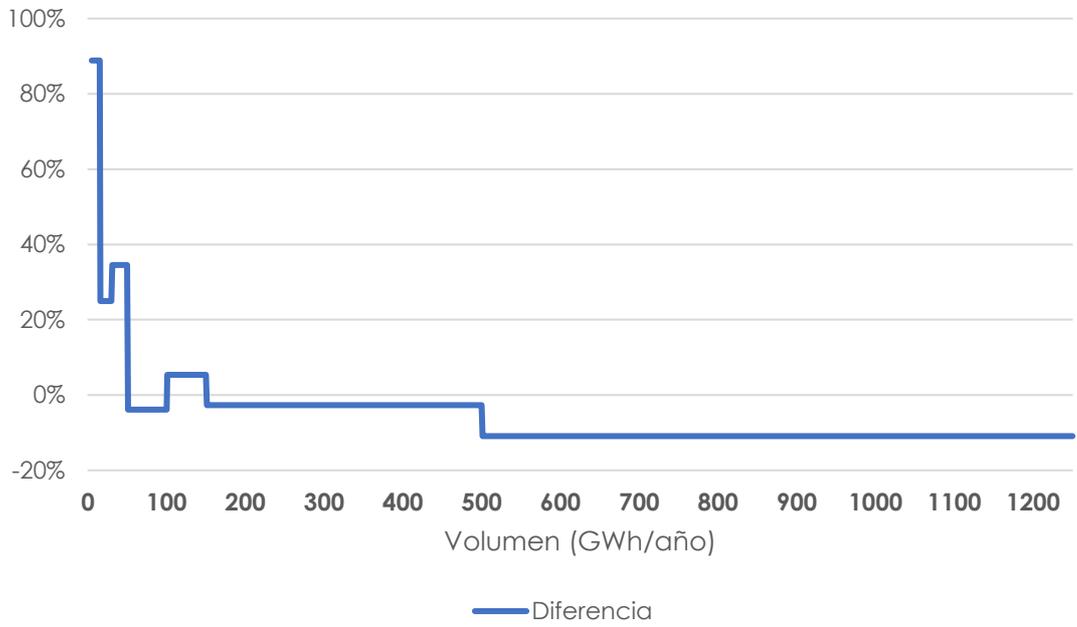
Gráfica 30: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 31: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 32: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 33: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada 60%-40%)

## ANEXO III. SIMULACIÓN DE LA ADECUACIÓN QUE SE PROPONE

## Condiciones básicas de la propuesta realizada

### Caracterización de los consumidores

A la hora de realizar la simulación, se han considerado diferentes estándares de consumidor con la intención de abarcar todas las alternativas posibles considerando los grupos de presión y consumo existentes en la metodología actual y los grupos de consumo que ha establecido la CNMC en la propuesta incluida en su Propuesta de Circular.

De esta forma, se han establecido los siguientes casos a analizar:

b) Consumidores en Grupo 1 actual

<b>Consumo anual (GWh/año)</b>	<b>Grupo</b>	<b>Factor de carga</b>	<b>Caudal diario contratado (kWh/día)</b>
10	1.1	62,26%	44.000
20	1.1	62,26%	88.000
70	1.1	62,26%	308.000
150	1.1	90,91%	452.055
200	1.1	90,91%	602.740
300	1.2	90,91%	904.110
750	1.2	90,91%	2.260.274
1.500	1.3	90,91%	4.520.548

b) Consumidores en Grupo 2 actual

<b>Consumo anual (GWh/año)</b>	<b>Grupo</b>	<b>Factor de carga</b>	<b>Caudal diario contratado (kWh/día)</b>
10	2.3	62,26%	44.000
20	2.3	62,26%	88.000
50	2.4	62,26%	220.000
70	2.4	62,26%	308.000
150	2.5	90,91%	452.055
300	2.5	90,91%	904.110
750	2.6	90,91%	2.260.274

Empleando estos datos, mucho más ajustados a los grandes consumidores industriales que los que emplea la CNMC en su memoria para realizar las comparaciones respecto a los peajes actuales y a los futuros, hemos procedido a realizar las simulaciones pertinentes.

## Simulación. Simulación de la adecuación que se propone.

A continuación, se incluyen los resultados de la simulación realizada aplicando las modificaciones que hemos solicitado en el documento de alegaciones y que consideramos una Necesidad Esencial.

En líneas resumidas, las modificaciones aplicadas son las siguientes:

- 1) Una adecuación del modelo propuesto, introduciendo una **caracterización de los consumidores en base a si están conectados o no a redes de distribución capilar**, cuyos costes correspondientes (fijos y variables) son, según los datos incluidos en la memoria de la propuesta, quince con cuatro (15,4) veces superiores para el caso de los fijos y ocho veces y media (8,5) para el caso de los variables.
- 2) Una adecuación del modelo para que en el caso de los definidos como “**otros costes de regasificación**”, **la asignación de los mismos sea ponderada con criterios justos**, respetando la metodología propuesta desde la CNMC, que no conduzcan a un escenario con subvenciones encubiertas, en el que los costes de los peajes se incrementen respecto a la situación vigente, con lo que la competitividad de todo el sector industrial se vería seriamente dañada.
- 3) Una adecuación del modelo propuesto, adaptando el **reparto de costes entre redes de menos de 4 bar y redes de 16 a 4 bar**, en función de un coeficiente que no se calcule en base a un valor histórico (de 2013 a 2017), sino que refleje el valor esperado para el periodo regulatorio entrante, tal y como se lleva a cabo para el resto de coeficientes.
- 4) Dado que la industria cuenta con una demanda plana a lo largo del año, con altos factores de carga, se presenta una adecuación del modelo propuesto, que lo simplifique **considerando únicamente un término fijo en el peaje de acceso a redes locales**, que incluya todos los costes que sufragan en el mencionado modelo tanto con el término fijo como en el variable. El objetivo de esta adecuación es, tal y como se menciona, simplificar, al tiempo que se mejora la gestión y las previsiones de demanda.

Aplicando las mencionadas medidas, los peajes que sufren modificaciones son los siguientes:

- **Peaje de acceso a redes locales.** Los nuevos términos fijos a aplicar quedarían de la siguiente forma:

Grupo de consumo	Presión de suministro	
	P ≤ 4 bar	P > 4 bar
D.1	3,014 €/((kWh/día)/año)	0,000 €/((kWh/día)/año)
D.2	3,014 €/((kWh/día)/año)	0,000 €/((kWh/día)/año)
D.3	3,014 €/((kWh/día)/año)	0,000 €/((kWh/día)/año)
D.4	3,017 €/((kWh/día)/año)	0,003 €/((kWh/día)/año)
D.5	3,022 €/((kWh/día)/año)	0,009 €/((kWh/día)/año)
D.6	3,069 €/((kWh/día)/año)	0,055 €/((kWh/día)/año)
D.7	3,170 €/((kWh/día)/año)	0,156 €/((kWh/día)/año)
D.8	3,222 €/((kWh/día)/año)	0,208 €/((kWh/día)/año)
D.9	3,251 €/((kWh/día)/año)	0,237 €/((kWh/día)/año)
D.10	3,245 €/((kWh/día)/año)	0,232 €/((kWh/día)/año)
D.11	3,147 €/((kWh/día)/año)	0,133 €/((kWh/día)/año)

- **Peaje transitorio de otros gastos de regasificación.** La modulación propuesta en el documento de alegaciones hace que este peaje quede de la siguiente manera:

<b>Grupo de consumo</b>	<b>Término variable (€/MWh)</b>
D.1	2,2097 €/MWh
D.2	2,4043 €/MWh
D.3	2,4705 €/MWh
D.4	2,0986 €/MWh
D.5	2,0944 €/MWh
D.6	1,5427 €/MWh
D.7	0,7648 €/MWh
D.8	0,3371 €/MWh
D.9	0,1471 €/MWh
D.10	0,1125 €/MWh
D.11	0,0751 €/MWh

Para abarcar la totalidad de las alternativas posibles, se ha optado por considerar tres supuestos diferentes:

- Considerando una entrada a través de Conexión Internacional
- Considerando una entrada a través de una planta de regasificación
- Considerando una entrada de un 60% a través de planta y un 40% a través de CI

En todos los casos analizados se ha considerado el peaje transitorio de otros gastos de regasificación.

Se ha incluido en todos los peajes de aplicación el 5,10% correspondiente al GTS y a otros costes.

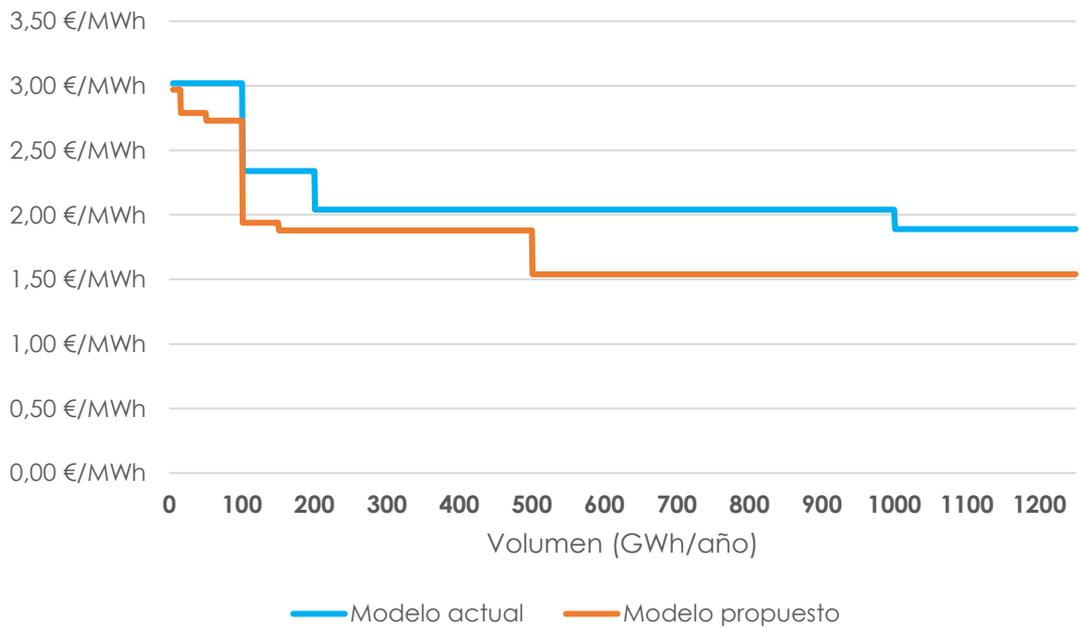
### Entrada a través de una Conexión Internacional

El peaje de entrada desde una conexión internacional a la red de transporte varía en función de la conexión que se emplee en el cálculo. En el año 2020, los peajes fijos de los principales puntos de entrada definidos por la CNMC son los siguientes:

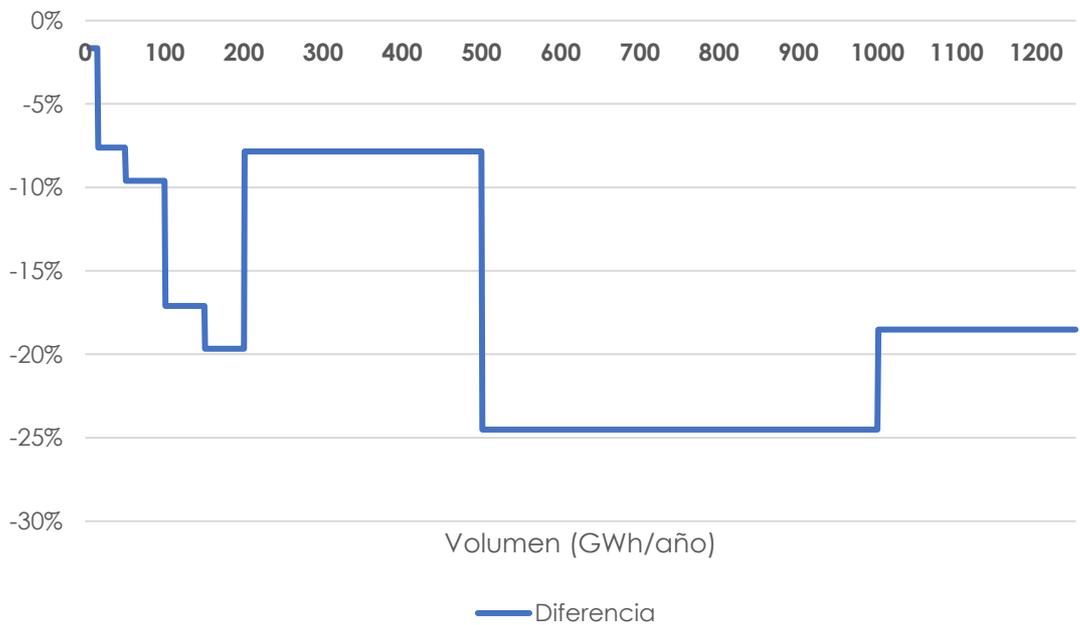
- CI Tarifa 290,9664 €/(MWh/día)/año
- CI Almería 262,4460 €/(MWh/día)/año
- VIP Pirineos 202,0121 €/(MWh/día)/año

Para simplificar los cálculos se toma como valor de referencia el dato de la **CI Almería**, debido a que se trata de la más cercana al valor medio de las tres.

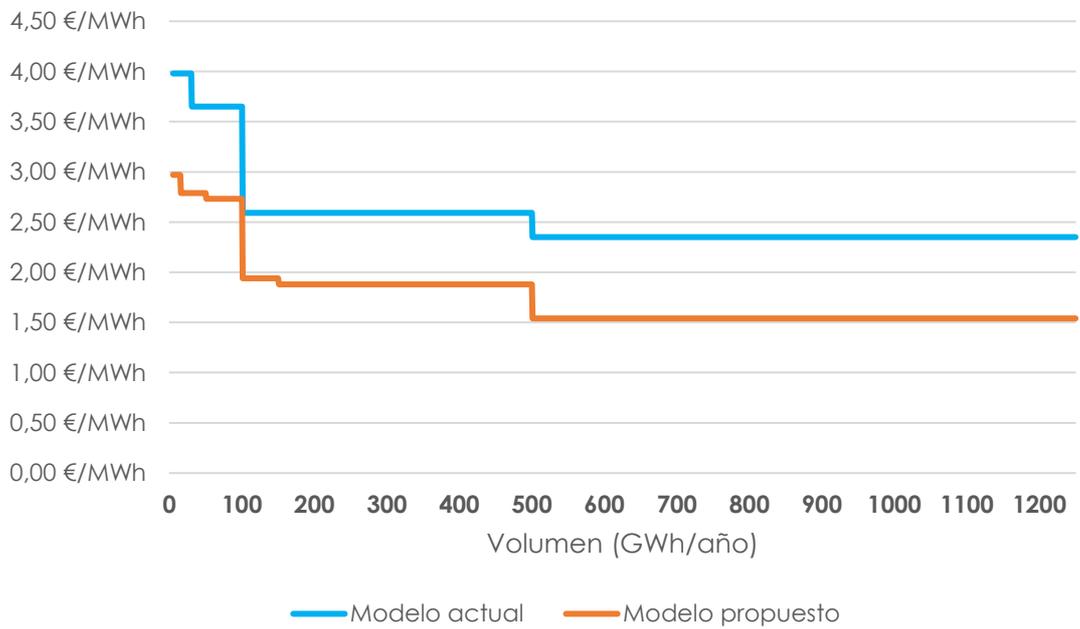
Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)				PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)					Variación sobre el peaje vigente
	Grupo actual	Entrada	Salida	TOTAL	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Transitorio	TOTAL	
10	1.1	0,35	2,67	3,02	D.7	0,77	1,44	0,76	2,97	-2%
20	1.1	0,35	2,67	3,02	D.8	0,77	1,68	0,34	2,79	-8%
70	1.1	0,35	2,67	3,02	D.9	0,77	1,81	0,15	2,73	-10%
150	1.1	0,24	2,10	2,34	D.9	0,54	1,25	0,15	1,94	-17%
200	1.1	0,24	2,10	2,34	D.10	0,54	1,23	0,11	1,88	-20%
300	1.2	0,24	1,80	2,04	D.10	0,54	1,23	0,11	1,88	-8%
750	1.2	0,24	1,80	2,04	D.11	0,54	0,92	0,08	1,54	-25%
1.500	1.3	0,24	1,65	1,89	D.11	0,54	0,92	0,08	1,54	-19%
10	2.3	0,35	3,62	3,98	D.7	0,77	1,44	0,76	2,97	-25%
20	2.3	0,35	3,62	3,98	D.8	0,77	1,68	0,34	2,79	-30%
50	2.4	0,35	3,30	3,65	D.8	0,77	1,68	0,34	2,79	-24%
70	2.4	0,35	3,30	3,65	D.9	0,77	1,81	0,15	2,73	-25%
150	2.5	0,24	2,35	2,59	D.9	0,54	1,25	0,15	1,94	-25%
300	2.5	0,24	2,35	2,59	D.10	0,54	1,23	0,11	1,88	-27%
750	2.6	0,24	2,11	2,35	D.11	0,54	0,92	0,08	1,54	-34%



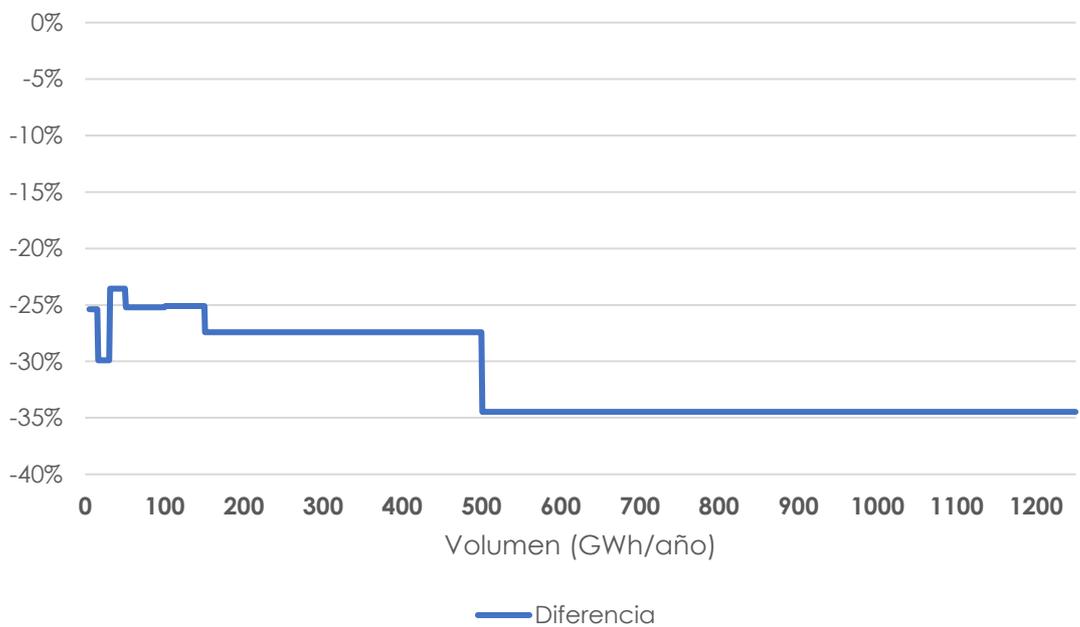
Gráfica 34: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada CI)



Gráfica 35: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada CI)



Gráfica 36: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada CI)



Gráfica 37: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada CI)

### Entrada a través de una Planta de Regasificación

Este segundo supuesto, se considera una entrada de gas al sistema a través de una planta de regasificación. El peaje de entrada desde una Planta de Regasificación es único para todas ellas debido a la existencia del tanque único. En el año 2020, el término fijo del peaje de entrada establecido es el siguiente:

- GNL / LNG      226,8606 €/(MWh/día)/año

En cuanto a los términos variables de entrada y salida a la red de transporte, se han fijado en 0,026613 €/MWh en ambos casos.

En cuanto al peaje de regasificación, los valores a tener en cuenta son los que se muestran a continuación:

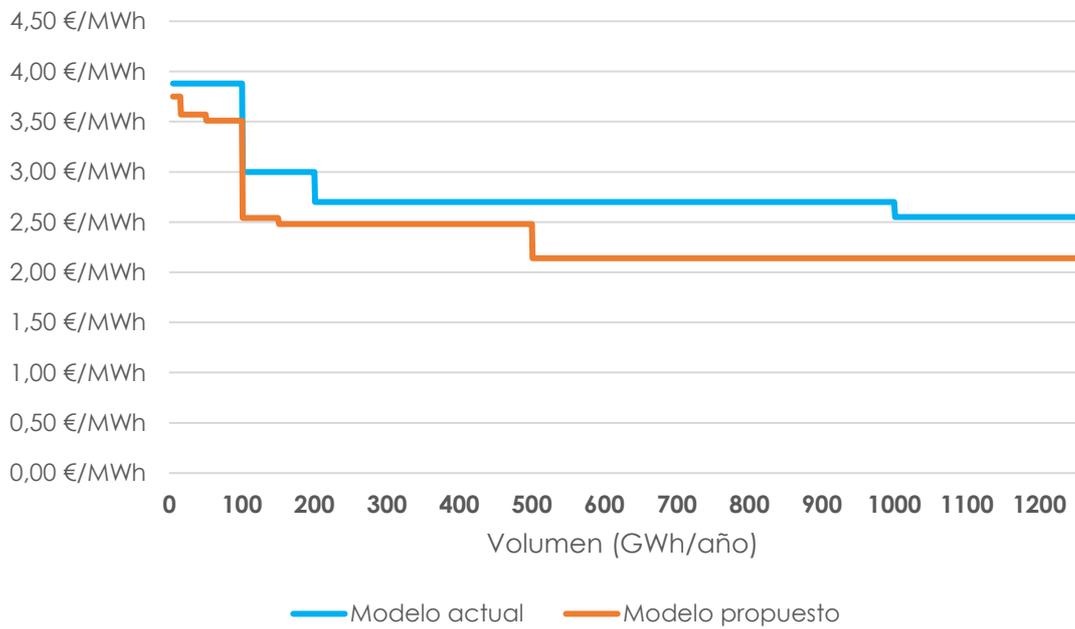
- Término fijo                      29,86761 €/(MWh/día)/mes
- Término variable                0,15191 €/MWh

Sin embargo, y debido al periodo transitorio definido por la CNMC hasta el año de gas 2023-2024, los peajes de regasificación tomarán el siguiente valor:

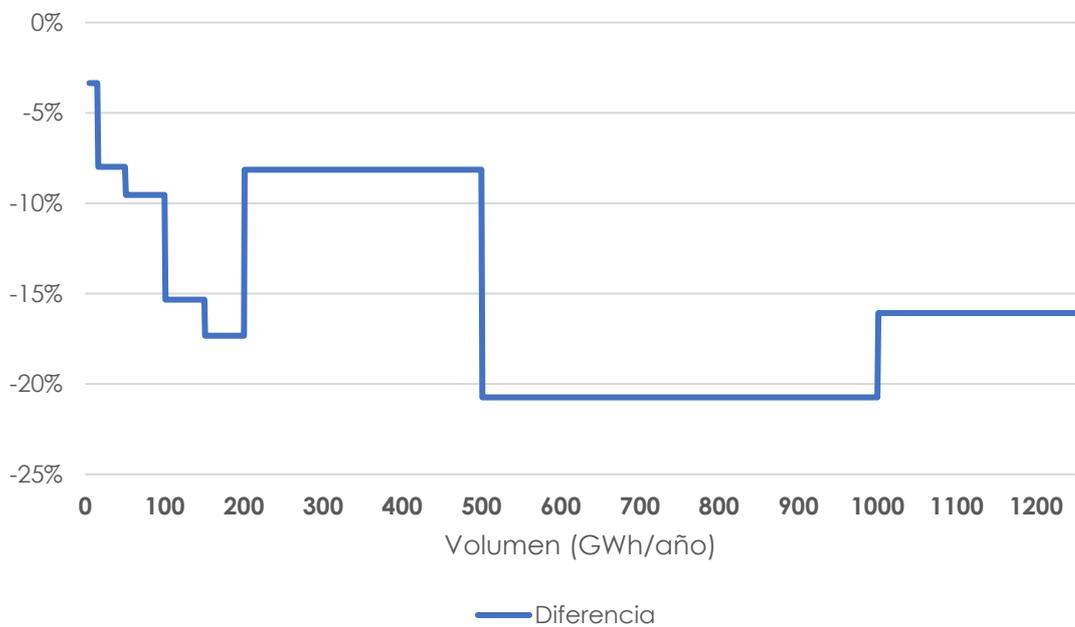
- Término fijo                      19,318 €/(MWh/día)/mes
- Término variable                0,106 €/MWh

Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
20	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
70	1.1	0,35	2,67	0,11	0,75	3,88
150	1.1	0,24	2,10	0,11	0,55	3,00
200	1.1	0,24	2,10	0,11	0,55	3,00
300	1.2	0,24	1,80	0,11	0,55	2,70
750	1.2	0,24	1,80	0,11	0,55	2,70
1.500	1.3	0,24	1,65	0,11	0,55	2,55
10	2.3	0,35	3,62	0,11	0,75	4,84
20	2.3	0,35	3,62	0,11	0,75	4,84
50	2.4	0,35	3,30	0,11	0,75	4,51
70	2.4	0,35	3,30	0,11	0,75	4,51
150	2.5	0,24	2,35	0,11	0,55	3,25
300	2.5	0,24	2,35	0,11	0,55	3,25
750	2.6	0,24	2,11	0,11	0,55	3,01

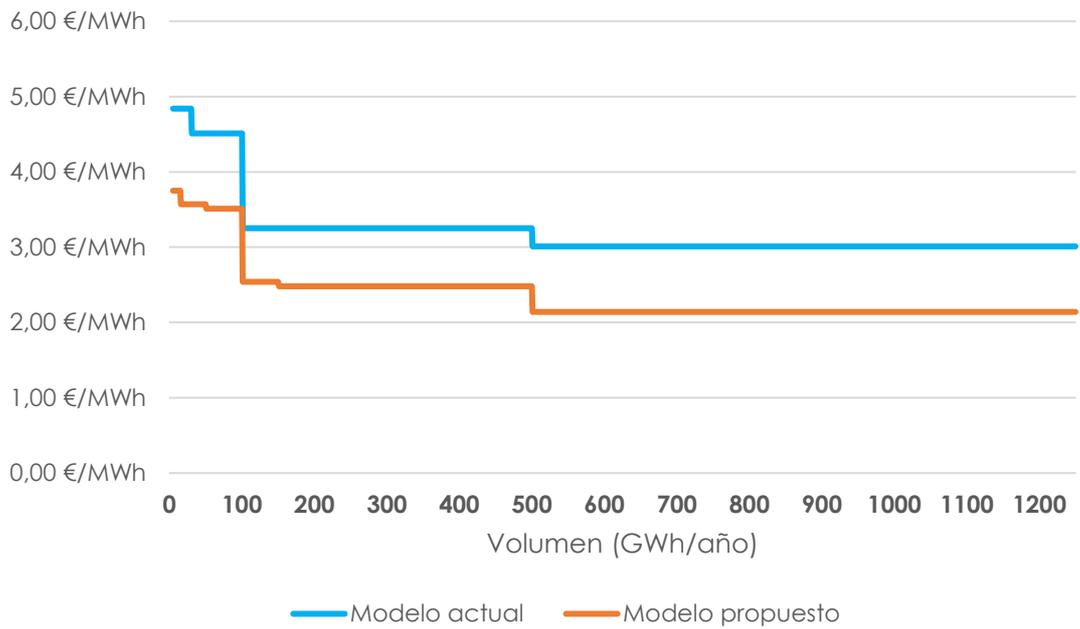
Consumo (GWh/a)	PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)							Variación sobre el peaje vigente
	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	Transitorio	TOTAL	
<b>Grupo 1 vigente</b>								
10	D.7	0,67	1,44	0,11	0,77	0,76	3,75	-3%
20	D.8	0,67	1,68	0,11	0,77	0,34	3,57	-8%
70	D.9	0,67	1,81	0,11	0,77	0,15	3,51	-10%
150	D.9	0,47	1,25	0,11	0,56	0,15	2,54	-15%
200	D.10	0,47	1,23	0,11	0,56	0,11	2,48	-17%
300	D.10	0,47	1,23	0,11	0,56	0,11	2,48	-8%
750	D.11	0,47	0,92	0,11	0,56	0,08	2,14	-21%
1.500	D.11	0,47	0,92	0,11	0,56	0,08	2,14	-16%
<b>Grupo 2 vigente</b>								
10	D.7	0,67	1,44	0,11	0,77	0,76	3,75	-23%
20	D.8	0,67	1,68	0,11	0,77	0,34	3,57	-26%
50	D.8	0,67	1,68	0,11	0,77	0,34	3,57	-21%
70	D.9	0,67	1,81	0,11	0,77	0,15	3,51	-22%
150	D.9	0,47	1,25	0,11	0,56	0,15	2,54	-22%
300	D.10	0,47	1,23	0,11	0,56	0,11	2,48	-24%
750	D.11	0,47	0,92	0,11	0,56	0,08	2,14	-29%



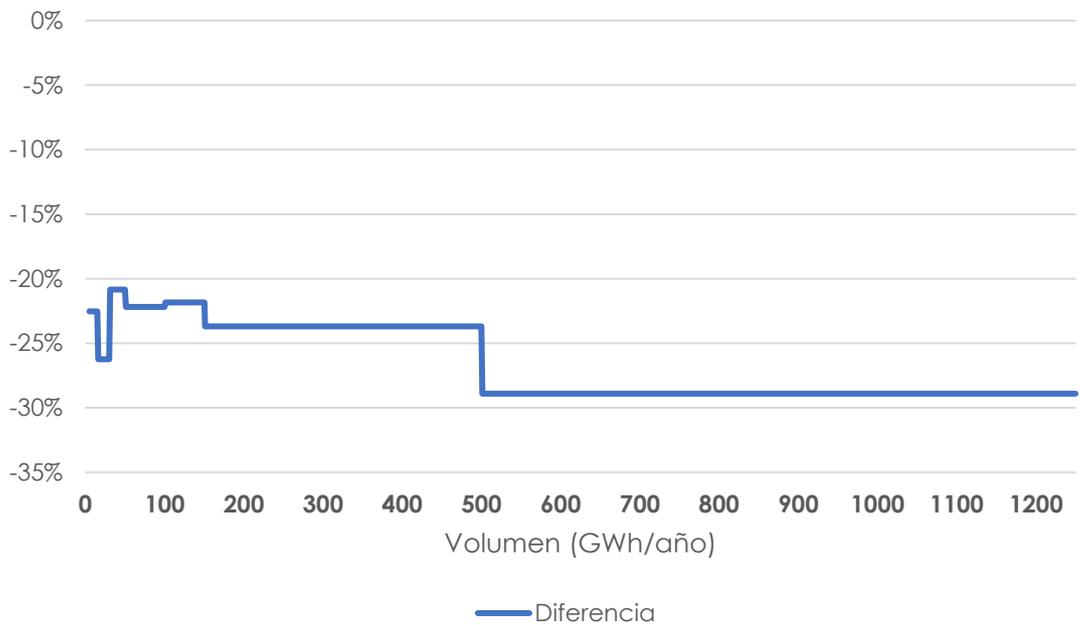
Gráfica 38: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada Planta)



Gráfica 39: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada Planta)



Gráfica 40: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada Planta)



Gráfica 41: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada Planta)

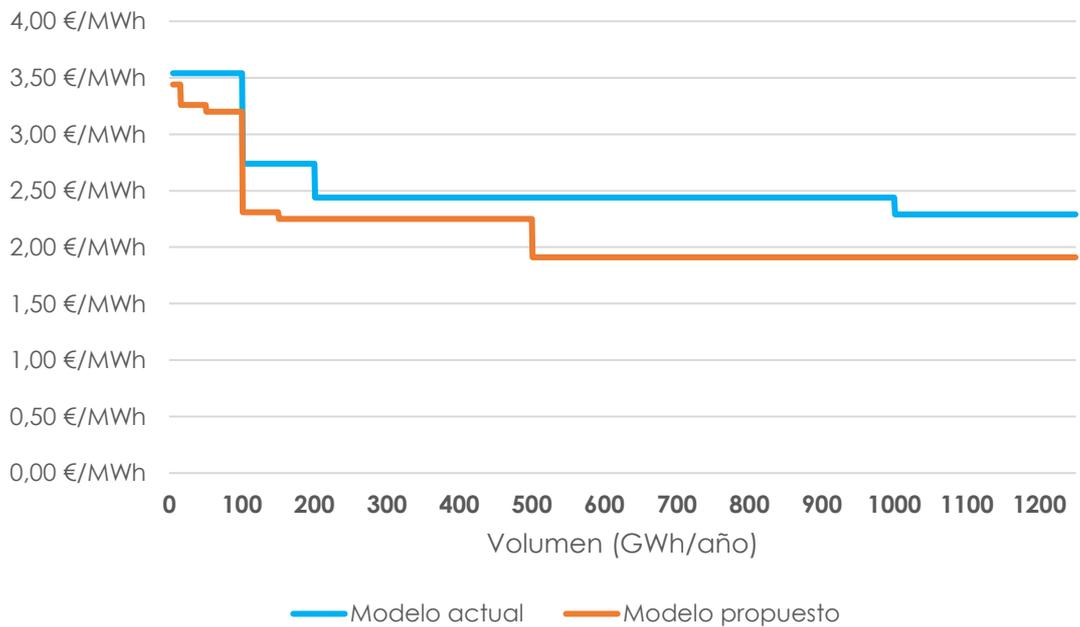
### Entrada 60% a través de Planta de Regasificación y 40% a través de CI

En este tercer supuesto, partimos de la hipótesis de que el 60% del aprovisionamiento de gas se realiza desde una planta de regasificación y el 40% desde una Conexión Internacional.

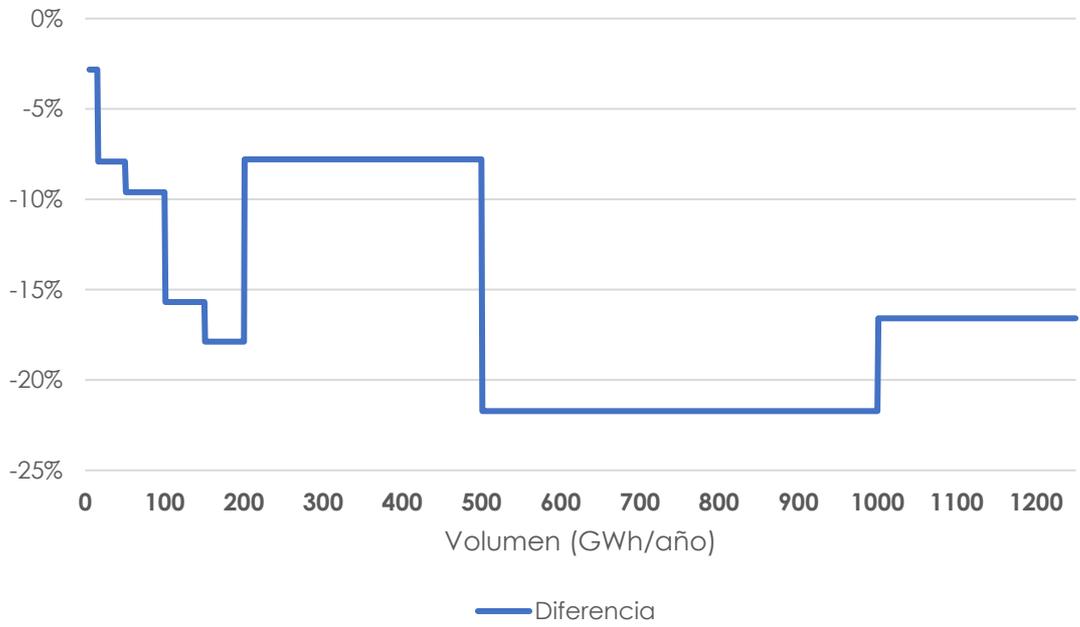
Los bajos precios que el GNL está teniendo a lo largo de este 2019, sumado al exceso de oferta que existe, generará un mayor aprovisionamiento a lo largo de los próximos años en España.

Consumo (GWh/a)	PEAJES VIGENTES (€/MWh)					
	Grupo actual	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	TOTAL
10	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
20	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
70	1.1	0,35	2,67	0,07	0,45	3,54
150	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
200	1.1	0,24	2,10	0,07	0,33	2,74
300	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
750	1.2	0,24	1,80	0,07	0,33	2,44
1.500	1.3	0,24	1,65	0,07	0,33	2,29
10	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
20	2.3	0,35	3,62	0,07	0,45	4,49
50	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
70	2.4	0,35	3,3	0,07	0,45	4,17
150	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
300	2.5	0,24	2,35	0,07	0,33	2,99
750	2.6	0,24	2,11	0,07	0,33	2,75

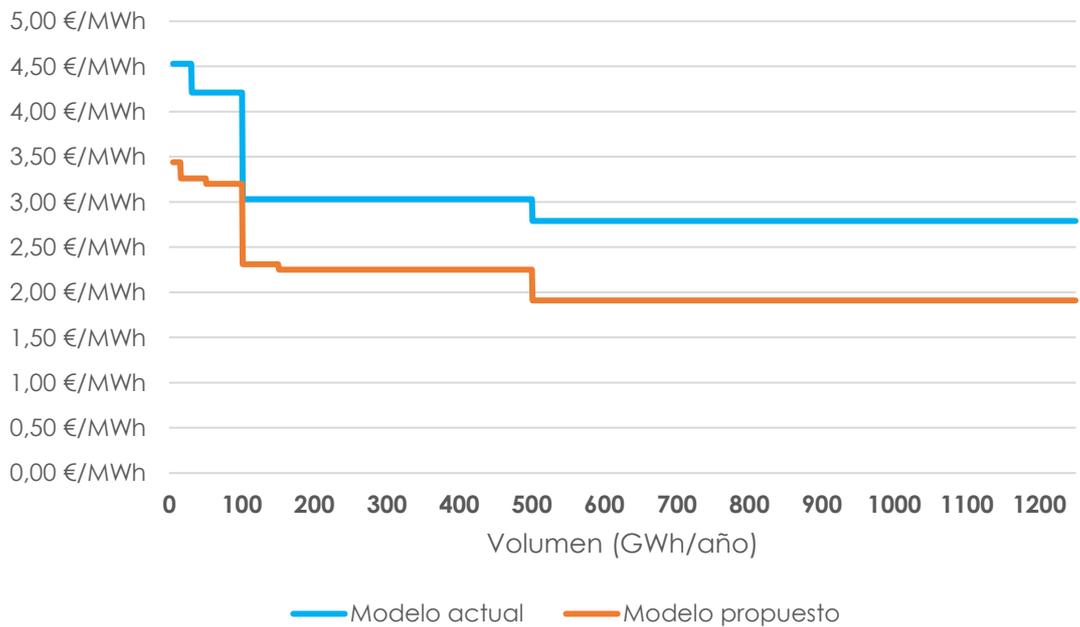
Consumo (GWh/a)	PROPUESTA CNMC AÑO 2020 (€/MWh)							Variación sobre el peaje vigente
	Grupo propuesto	Entrada	Salida	Descarga	Regasif.	Transitorio	TOTAL	
<b>Grupo 1 vigente</b>								
10	D.7	0,71	1,44	0,07	0,46	0,76	3,44	-3%
20	D.8	0,71	1,68	0,07	0,46	0,34	3,26	-8%
70	D.9	0,71	1,81	0,07	0,46	0,15	3,2	-10%
150	D.9	0,50	1,25	0,07	0,34	0,15	2,31	-16%
200	D.10	0,50	1,23	0,07	0,34	0,11	2,25	-18%
300	D.10	0,50	1,23	0,07	0,34	0,11	2,25	-8%
750	D.11	0,50	0,92	0,07	0,34	0,08	1,91	-22%
1.500	D.11	0,50	0,92	0,07	0,34	0,08	1,91	-17%
<b>Grupo 2 vigente</b>								
10	D.7	0,71	1,44	0,07	0,46	0,76	3,44	-23%
20	D.8	0,71	1,68	0,07	0,46	0,34	3,26	-27%
50	D.8	0,71	1,68	0,07	0,46	0,34	3,26	-22%
70	D.9	0,71	1,81	0,07	0,46	0,15	3,2	-23%
150	D.9	0,50	1,25	0,07	0,34	0,15	2,31	-23%
300	D.10	0,50	1,23	0,07	0,34	0,11	2,25	-25%
750	D.11	0,50	0,92	0,07	0,34	0,08	1,91	-31%



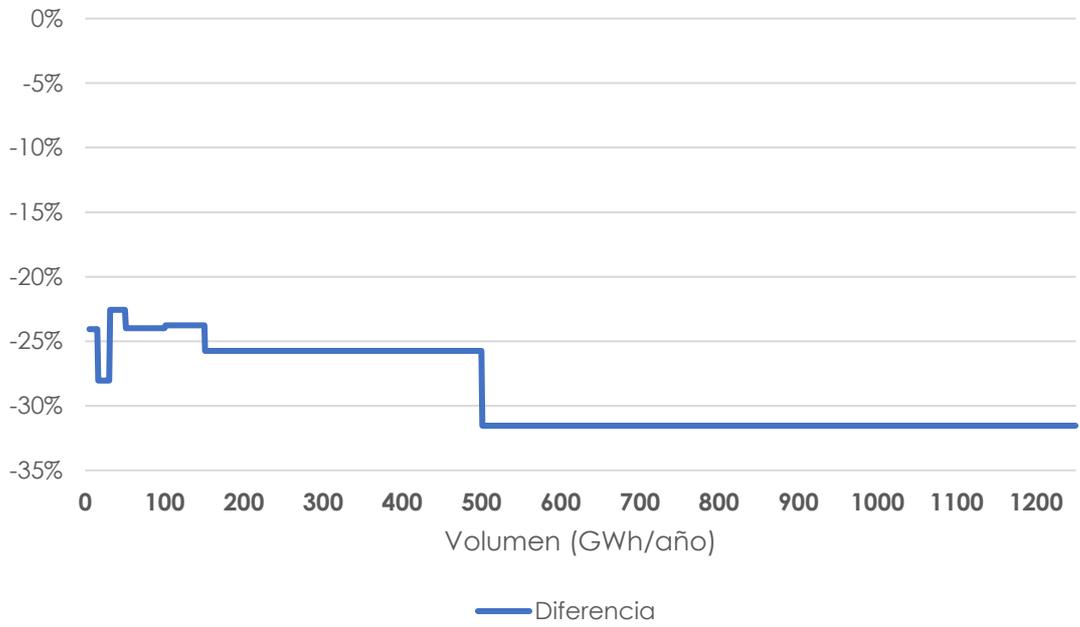
Gráfica 42: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 43: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 1 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 44: Coste unitario del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada 60%-40%)



Gráfica 45: Impacto del peaje de transporte y distribución para consumidores de Grupo 2 (Entrada 60%-40%)