



**Trámite de información pública sobre 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**

Comentarios de Enagás

13 de abril de 2020

RESUMEN EJECUTIVO

Enagás valora positivamente algunas de las modificaciones sobre la versión inicial de la propuesta sometida a audiencia pública el pasado mes de septiembre de 2019 que se han incorporado en esta nueva propuesta de Circular.

En particular, Enagás considera apropiada la implementación de un **descuento en las entradas a la red de transporte desde las plantas de regasificación**, en aplicación de la aportación que dichas instalaciones realizan sobre la seguridad de suministro del conjunto del sistema gasista, en línea con las alegaciones de los agentes y del MITECO. En efecto, el MITECO en su informe de 5 de septiembre de 2019 sobre la adecuación de la propuesta de Circular a las orientaciones de política energética señalaba que la metodología que se proponía no contemplaba la seguridad de suministro y restaba competitividad a las plantas.

No obstante lo anterior, Enagás considera que esta medida **es insuficiente al aplicarse únicamente sobre las entradas a la red de transporte y no sobre los propios peajes de los diferentes servicios que prestan las plantas de regasificación**, y sigue sin considerar completamente la aportación a la seguridad de suministro que las dichas instalaciones aportan al conjunto del sistema gasista.

Así pues, la Propuesta de Circular contiene elementos que podrían ser mejorados para fomentar el uso y la competitividad de las infraestructuras gasistas de acuerdo a las orientaciones de política energética contenidas en la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, y con ello garantizar el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista dispuesto en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, al que las actuaciones de las Administraciones Públicas están sujetas. Concretamente en los dos siguientes aspectos:

- **Competitividad de las plantas de GNL**

- Aplicación de un descuento sobre los propios peajes aplicables a los servicios ofrecidos por las plantas de GNL equivalente a su contribución a la SOS, recuperándose a través de los cargos en lugar de mediante los peajes.
- Asignación de un reparto 30/70 entre entradas y salidas de los costes de las redes de transporte.

- **Promoción de los gases renovables**

- Extensión de la excepción del pago de los peajes de acceso al PVB para las inyecciones de gases de origen renovable, a las entradas a las redes troncales de transporte, al igual que se realiza en las entradas a las redes locales.

1. Competitividad de las plantas de GNL

➤ Este objetivo se recoge en la primera de las orientaciones de política energética incluidas en el artículo quinto de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, que la CNMC ha de tener en consideración para la aprobación de la Propuesta de Circular.

*1. La metodología de cálculo de los peajes y cánones debería **fomentar el uso de las infraestructuras existentes para preservar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista.***

*En el caso de la **actividad de las plantas de gas natural licuado** y respetando las directrices comunitarias en materia de ayudas de estado la metodología de peajes y cánones debería **fomentar su uso frente a otras plantas internacionales** con las que compita, teniendo asimismo en consideración su aportación a la **seguridad de suministro** y que parte de las inversiones en estas instalaciones, puedan ser recuperadas por el uso de otras infraestructuras del sistema. Se debería perseguir como objetivo que los usuarios que introduzcan el **gas natural por las plantas de gas natural licuado, no resulten penalizados respecto a los aprovisionamientos mediante conexiones internacionales.***

En su informe de 5 de septiembre de 2019 sobre la adecuación de la propuesta de circular sometida a consulta pública, el Ministerio de Transición Ecológica indicó que la misma sólo se adecuaba parcialmente en lo que se refiere a esta orientación sobre el fomento de uso de las instalaciones.

Como consecuencia de lo anterior, y en relación concreta al fomento del uso de las plantas de gas natural licuado frente a otras plantas internacionales, la nueva propuesta de Circular incorpora la aplicación de un descuento (del 13,9%) en el peaje de entrada a la red de transporte desde las plantas de regasificación, tomando en consideración el informe del Ministerio de Transición Ecológica, y atendiendo a la posibilidad de ofrecer descuentos en el peaje de entrada a la red de transporte como reconoce el Código de Red de Tarifas de la Comisión Europea.

Enagás está de acuerdo con la aplicación de esta medida justificada en la aportación que realizan las plantas a la seguridad de suministro del sistema gasista.

Sin embargo, esta medida no es suficiente, ya que la metodología propuesta asigna todos los costes de las infraestructuras de GNL a los peajes de los diferentes servicios prestados por las plantas sin considerar su aportación a la seguridad de suministro del conjunto del sistema. Esto puede traducirse además en un incremento importante en los peajes de regasificación, y por tanto un menor uso de estas instalaciones, sobre todo en un escenario de demanda decreciente a pesar de disponer de capacidad de entrada disponible. Este hecho iría en contra de las orientaciones de política energética sobre el fomento y del uso de las instalaciones de GNL, y el fomento de la competitividad de las plantas españolas frente a las plantas de los países adyacentes. Y así la propia CNMC reconoce¹ que, aunque de acuerdo a su propuesta se reduce el ahorro que actualmente supone para un comercializador introducir gas en España desde la planta portuguesa de

¹ Apartado 2.7.1 (págs. 173 y 174) de la memoria justificativa que acompaña la Propuesta de Circular

Sines en lugar de introducirlo utilizando las instalaciones españolas, éste se seguirá produciendo.

Cuadro 104. Facturación del acceso al PVB español desde la planta de SINES y desde las plantas españolas.

Peajes Vigentes									
Servicio	Entrada desde Portugal			Entrada desde España			Portugal vs España		
	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación			0,5747				1,3425	-0,7678	-57%
Descarga de Buques		0,0004003	0,0400	33,978		0,000069	0,1030	-0,0629	-61%
Almacenamiento GNL	0,0005820		0,2774			0,000032	0,4698	-0,1924	-41%
Regasificación	0,0041830	0,00011782	0,2573		0,019612	0,000116	0,7697	-0,5125	-67%
Entrada - Portugal	0,0002439		0,0081					0,0081	
Salida - Portugal	0,0000582		0,0019					0,0019	
Entrada - España	0,010848	-	0,3616		0,010848	-	0,3616	-	0%
Total			0,9464				1,7041	-0,7577	-44%

Peajes CNMC									
Servicio	Entrada desde Portugal			Entrada desde España			Portugal vs España		
	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/Buque	Término fijo (€/kWh/día/mes)	Término variable (€/kWh)	Facturación media (€/MWh)	€/MWh	%
Regasificación			0,5747				1,3351	-0,7603	-57%
Descarga de Buques		0,0004003	0,0400	55,645		0,000017	0,0731	-0,0330	-45%
Almacenamiento GNL	0,0005820		0,2774		0,000485	0,000002	0,4394	-0,1620	-37%
Regasificación	0,0041830	0,00011782	0,2573		0,020885	0,000126	0,8226	-0,5653	-69%
Entrada - Portugal	0,0002439		0,0081					0,0081	
Salida - Portugal	0,0000582		0,0019					0,0019	
Entrada - España	0,0301440	0,000025	1,0294		0,016771	0,000025	0,5836	0,4458	76%
Total			1,6142				1,9187	-0,3045	-16%

Fuente: CNMC y ERSE

Comparativa de los peajes propuestos por la CNMC para 2020 con los aplicables en Francia y Portugal

Además, se debe tener en cuenta que la modificación de cualesquiera de los parámetros que afectan al cálculo de los peajes, como por ejemplo un descenso de la demanda, podrían afectar aún más a esta desventaja competitiva con respecto, por ejemplo, a la terminal de Sines.

Es decir, este descuento aplicado exclusivamente en el peaje de entrada a la red de transporte sigue sin incentivar el desarrollo de un HUB de GNL que favorezca a futuro un precio del gas competitivo en España, por lo que no sería consistente con uno de los objetivos pretendidos a través de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Adicionalmente, analizando en detalle la aplicación del 13,9% de descuento, tal y como se define en la memoria de la circular, se observa que **realmente solo se estaría realizando un descuento final del 4,5%** :

- El 13,9% se calcula con los promedios de las capacidades contratadas equivalente previstas en Barcelona vs totales previstas en todas las entradas (este valor podría **incrementarse al 16,2%** si se considera la capacidad nominal de la terminal de Barcelona vs el promedio de todas las entradas en el periodo 2021-2026).
- Por su parte, el 13,9% de descuento se aplica sobre el termino fijo resultante del cociente entre la retribución a recuperar por entradas de Plantas de GNL y la capacidad contratada equivalente prevista.

Plantas de GNL		Año / Year						
		2020	oct 20 - sep 21	oct 21 - sep 22	oct 22 - sep 23	oct 23 - sep 24	oct 24 - sep 25	oct 25 - sep 26
Retribución a recuperar (€)		141.696.436 €	133.653.924 €	122.342.485 €	113.777.083 €	103.976.364 €	91.454.323 €	76.360.400 €
Capacidad contratada equivalente prevista (MWh/día)		669.879,54	692.689,80	696.249,59	687.284,04	662.098,07	611.337,47	517.168,85
Peajes de transporte por punto de entrada (€/MWh/día) y año)	Sin descuento	211,53	192,95	175,72	165,55	157,04	149,60	147,65
	Aplicando el 13,9%	182,12	166,13	151,29	142,54	135,21	128,80	127,13
	Peaje final tras ajuste	201,25	183,88	168,09	158,53	150,43	143,10	140,68
Descuento en el peaje final		4,86%	4,70%	4,34%	4,24%	4,21%	4,34%	4,72%

- Sin embargo, en los términos fijos del peaje de entrada al PVB por plantas de GNL para el periodo 2021-2026, únicamente se estaría realizando un descuento final del 4,5% de media en este periodo, al tener que asumir a través del ajuste de los términos de capacidad de los peajes aplicables a los puntos de entrada, **el descuento del 100%** a los peajes de transporte basados en capacidad a las entradas y salidas desde o hacia los **AA.SS** y el mismo **descuento del 13,9%** aplicado al peaje de entrada a la red de transporte desde **plantas de GNL**, todo ello con objeto de asegurar la recuperación de la retribución. Esto implica que únicamente 5 M€/anuales estarían soportados por el resto de entradas.

En definitiva, acorde a lo indicado en la memoria como motivo del descuento, **se estaría cuantificando la seguridad de suministro que aporta las plantas en 5 M€/anuales de media**, valor sensiblemente inferior del que realmente supone.

Por consiguiente, **Enagás considera que la aplicación del descuento del 13,9% en los peajes de entrada desde plantas es insuficiente para cumplir con la primera orientación de política energética, y no refleja la aportación que las instalaciones de gas natural licuado realizan sobre la seguridad de suministro del conjunto del sistema gasista.**

➤ Por otra parte, la Propuesta de Circular continúa realizando una asignación 50/50 entre entradas y salidas de los costes de las redes de transporte, lo que además de incidir en la disminución de la competitividad de las plantas de GNL españolas con las plantas francesas y la portuguesa de Sines, penaliza el precio de gas en el mercado mayorista (PVB) con consecuencias en los precios marginales de gas y electricidad, y en la convergencia con otros Hubs y, por ende, la reducción de posibilidad de exportación a Francia y limitar la figura del sistema gasista español como Hub de GN y de GNL. En este sentido, cabe destacar que durante el 2019, gracias a disponer de un precio competitivo en el PVB, las exportaciones a Francia se han multiplicado por 8 comparadas con las de 2018.

Adicionalmente, la asignación de costes excesivos en las entradas dificulta la traslación a los usuarios de los peajes realmente incurridos, ya que los comercializadores agregan carga en las entradas pero suelen trasladar el peaje en función del factor de carga del cliente (más bajo, y por tanto trasladando un exceso de costes o margen). Por contra los peajes de salida son más transparentes para el cliente final, suponiendo un mero *pass-through* de los peajes sin incorporar margen comercial al mismo.

Como conclusión: en aras de fomentar el uso de las terminales españolas, incentivar el desarrollo del Hub de GNL, así como considerar completamente su aportación a la seguridad de suministro, Enagás considera que debería:

- **Aplicarse un descuento también sobre los propios peajes aplicables a los servicios ofrecidos por las plantas de gas natural licuado. Este descuento reflejaría los costes soportados por estas instalaciones para garantizar la seguridad de suministro del conjunto de sistema, debiendo, por lo tanto, ser recuperados a través de los cargos en lugar de mediante los peajes.**
- **Modificar la asignación de los costes de transporte, reduciendo el peso repercutido a las entradas (30/70). De esta manera se evitaría penalizar el precio mayorista de gas y por tanto fomentar la figura de sistema gasista Español como Hub de GN y de GNL, aumentando el uso de las infraestructuras para la exportación a otros países.**

En este sentido, es relevante tener asimismo en consideración que en el acta de la Comisión de Cooperación celebrada el pasado 7 de enero de 2020 entre el Ministerio para la Transición Ecológica y la Comisión Nacional de Mercados y de Competencia, se indicaba que:

En relación con los peajes de interconexión con otros Estados miembros, la CNMC y el Ministerio manifiestan su compromiso en trabajar de forma coordinada en el ámbito de sus respectivas competencias para alcanzar lo antes posible un calendario de reducción progresiva.

Si esto fuera así, los usuarios de las plantas de regasificación resultarían penalizados respecto a los que utilizan las conexiones internacionales si no se incorporan medidas mitigadoras equivalentes en los peajes de las plantas de GNL.

A continuación se presenta con un mayor detalle explicativo lo anteriormente expuesto.

2.1. Consideración de la seguridad de suministro en la metodología de asignación de los costes de plantas de GNL

Tal y como se indica en la memoria, en la planificación de los sectores de electricidad y gas 2002 -2011, se indicaba la necesidad de disponer de más plantas de GNL para (i) asegurar el suministro de gas natural a precios competitivos pudiendo acceder a suministros no indexados al precio del petróleo, (ii) diversificación de las fuentes de aprovisionamiento de gas a efectos de evitar la dependencia de un único suministrados; (iii) abastecer las puntas extremas de invierno, caracterizadas por un aumento importante del caudal requerido durante un reducido número de días seguidos y (iv) reducir la utilización de la red de transporte al distribuirse a lo largo del litoral español.

Sin embargo, en base al principio teórico de sostenibilidad económica, si cada usuario ha de soportar el coste de las infraestructuras que utiliza, inevitablemente conduce a que los usuarios que introducen gas mediante las plantas de regasificación deban soportar un coste superior al del usuario que únicamente hace uso de la red de transporte.

Por este motivo, los costes de seguridad de suministro y flexibilidad que proporcionan las plantas deberían ser repercutidos a todos los usuarios del sistema y no únicamente a los usuarios de dichas plantas, puesto que las infraestructuras han realizado unas inversiones para garantizar esos servicios (seguridad de suministro y flexibilidad) de los que se beneficia todo el sistema.

Enagás considera que el hecho de que las inversiones realizadas en las plantas de regasificación derivadas de su aportación a la seguridad de suministro del conjunto del sistema gasista puedan ser recuperadas a través del uso de otras infraestructuras, lejos de suponer un subsidio cruzado, es un mandato explícitamente establecido a través de la primera de las orientaciones de política energética dispuesta en la orden TEC/406/2019 respecto a la circular de metodología de peajes de gas natural licuado, transporte y distribución de gas natural. En consecuencia, estos costes deberían ser deducidos de los costes a recuperar a través de los peajes aplicables a los servicios de las propias plantas de GNL e incluirse como “carga por Seguridad de Suministro”.

Con objeto de realizar una correcta [asignación de los costes](#) y a la vez fomentar el uso de las infraestructuras, se plantean tres posibles escenarios de reasignación de costes de GNL, en función del nivel de competitividad que se quiera otorgar al Sistema Español:

1. **Escenario mínimo de competitividad, en que sólo se reasignen los costes motivados por seguridad de suministro.** En los documentos oficiales de Planificación se dimensionan las infraestructuras necesarias para asumir el criterio (N-1) de cualquier punto de entrada, garantizándose así la Seguridad de Suministro del sistema. Más aún, en el Reglamento 2017/1938, se exige el dimensionamiento del Sistema gasista de tal forma que cada estado miembro debe hacer frente al fallo del mayor punto de entrada de su sistema

Por ello, y en cumplimiento de este reglamento, se exige al sistema gasista español disponer como mínimo de una sobrecapacidad equivalente al mayor punto de entrada del Sistema Gasista Español, junto a su correspondiente capacidad de almacenamiento asociada.

En el Sistema español esa sobrecapacidad se localizó en aquella planta de regasificación que, sin necesidad de inversiones adicionales, pudiese evacuar la capacidad asociada a ‘Seguridad de Suministro’ de forma que se pudiesen minimizar las infraestructuras de transporte asociadas.

2. **Escenario medio de competitividad, que adicionalmente a los costes motivados por seguridad de suministro** descritos en el punto anterior, incluye aquellos [costes de GNL de naturaleza hundida que no dependen del uso de las instalaciones](#), tal y como viene definido en la Circular; de igual forma el peaje resultante de estas dos costes debería ser denominado “carga por Seguridad de Suministro”.

3. **Escenario superior de competitividad**, en el que por razones de **fomento del uso de las infraestructuras existentes**, y en un contexto en el que el propio servicio básico de las terminales de GNL **está sujeto a competencia internacional**, se realice una **reasignación total de los costes de GNL a todos los usuarios nacionales del sistema**, con objeto de dar continuidad y sentido a la Circular por la que se establece la metodología y condiciones de Acceso al Sistema Gasista Circular de Acceso y crear un HUB de GNL real.

Es necesario destacar que, la posibilidad de recuperación de costes de GNL por el uso de otras infraestructuras del sistema (por ejemplo a través de elementos facturados conjuntamente con los peajes de salida de transporte), por razones de seguridad de suministro y/o eficiencia en el uso, está establecida en países como Lituania, Grecia, Italia, Croacia o Portugal, o en el caso equivalente de almacenamientos subterráneos, notablemente en Francia. En varios de estos casos se transfiere a las salidas de transporte una parte equivalente al 75% o más de los costes:

- En Francia se ha fijado un precio de reserva 0 para las subastas de capacidad en los almacenamientos subterráneos, y el coste no recuperado por peajes se transfiere a los usuarios de la red de transporte a través de un peaje específico a la salida.
- En algunas plantas de regasificación como las de Lituania, Polonia, Grecia y Portugal, se ha fijado un peaje en la planta de regasificación muy bajo (y en algunos casos como Lituania cercano a 0), y el coste no recuperado se transfiere a los peajes de transporte. Como se puede observar esta práctica es habitual en las plantas de GNL que de Europa que no tienen contratos a largo plazo que respalden la recuperación de los ingresos.

El caso más llamativo y con mayor impacto en la utilización de las plantas españolas es el de Sines. ERSE viene fijando en los últimos años unos peajes de GNL cada vez más bajos (fruto de la aplicación de subsidios cruzados GN/GNL, y de la recepción de mayores ingresos al subir más la demanda que lo que bajan las tarifas), con ellos ha conseguido atraer más demanda y mantener la recaudación total, lo que da lugar a que el GNL que podría llegar a España lo haga a Portugal (pese a no tener la planta de Sines un coste unitario inferior a las plantas españolas para un mismo nivel de utilización). Adicionalmente, ERSE ha fijado un peaje de salida hacia España muy cercano a 0. Esto ha impactado negativamente en la utilización de las plantas españolas en favor de Sines.

2.2. Metodología de asignación de costes de la red troncal. Peajes de entrada/salida al sistema español

La propuesta de metodología de la Circular en tramitación considera una asignación del 50% al término fijo del peaje de salida, y del 50% al término fijo del peaje de entrada (reparto 50/50) de los costes fijos de la red troncal. Como consecuencia de este reparto resulta una elevación drástica de los costes asignados a las entradas, lo que se traduce en una pérdida de competitividad del Sistema gasista español.

En este sentido, cabe señalar que la asignación de costes excesivos en las entradas:

- eleva los precios de gas en el mercado mayorista, con consecuencias en los precios marginales de gas y electricidad, y en la convergencia con otros *hubs*;
- beneficia el uso de infraestructuras en países vecinos; y
- dificulta la traslación a los usuarios de los peajes realmente incurridos, ya que los comercializadores agregan carga en las entradas, pero suelen trasladar el peaje en función del factor de carga del cliente (más bajo, y por tanto trasladando un exceso de costes o margen). Por contra los peajes de salida son más transparentes para el cliente final, suponiendo un mero *pass-through* de los peajes sin incorporar margen comercial al mismo.

Pese a que es la regla por defecto en **el TAR NC, se permiten desviaciones justificadas**. De hecho, **una amplia mayoría de reguladores ha optado por esta desviación, siendo lo más frecuente la asignación de entre el 60 y 70% de los costes a las salidas**. Por ejemplo, la CRE en su consulta para Francia recuerda que el 50/50 consta a título indicativo y propone un 34/66 que puede incluso evolucionar al alza en salidas, existiendo casos como Suecia que aplica un reparto máximo del 0/100.

Tabla 1: Resumen de metodología y reparto adoptado en los países europeos

País	Metodología			Reparto entrada/salida
	CWD	Postal	Otras	
Países Bajos		X		40/60
Suecia		X		0/100
Irlanda del Norte		X		Se calcula expost una vez se hayan reconciliado los ingresos. Se revisará y calculará en posteriores revisiones
Rumania		X		50/50
Dinamarca*		X		Se calcula expost
Portugal	X modificada			40/60
Eslovenia*			Matricial	16/84 (resultado de la metodología)
Polonia		X		60/40
Polonia tránsito	X (pero simplificada)			
IUK			Peajes variables	
Bélgica	X			33/67
Grecia		X		50/50
Alemania*		X		32/68 para zona de balance NCG y 38/62 para la zona de GASPOOL
Italia	X			28/72
Republica Checa*	X			20,35/79,65
Eslovaquia*		X		50/50
Hungría		X		40/60
Irlanda			Matricial	33/67
Croacia*		X		60/40
Lituania		X		70/30

* Opinión de ACER sobre la metodología propuesta, la Decisión final del NRA (o TSO) podría diferir.

Fuente: páginas web TSOs y ACER

2. Promoción de los gases renovables

Este objetivo se recoge en la cuarta de las orientaciones de política energética incluidas en el artículo quinto de la Orden TEC/406/2019.

4. Mediante el diseño de los correspondientes peajes, la metodología de cálculo de los peajes y cánones debería incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable contribuyendo así a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la lucha contra el cambio climático

La Propuesta de circular, concretamente en su artículo 18, incorpora una excepción del pago de los peajes de acceso para las inyecciones de gases de origen renovable, tales como el biogás, que se realicen en las entradas a las redes locales.

Aunque Enagás considera positiva esta medida, se considera insuficiente para el cumplimiento de lo establecido en las orientaciones de política energética al no aplicarse dicha excepción sobre las entradas de gases renovables a la red de troncal de transporte.

En este sentido, cabe recordar que desde hace varios años la única entrada de gas renovable en las redes del sistema gasista se ha venido realizando a la red troncal de transporte desde una planta de biometano situada en el municipio de Madrid.

La CNMC basa su justificación para no proponer ningún descuento para la inyección de biometano en la red troncal de transporte, en que el Código de Red de Tarifas solo permite descuentos a las entradas desde almacenamientos subterráneos, plantas de regasificación y puntos de entrada construidos con el objetivo de poner fin al aislamiento de los Estados miembros de la UE. En concreto, la CNMC se ampara en unas recomendaciones realizadas al respecto por ACER al regulador alemán, BNetzA.

Enagás considera sin embargo que [el Código de Tarifas establecido en el Reglamento \(UE\) 2017/460](#), sí permite la aplicación de descuentos sobre la inyección de biometano en la red troncal de transporte:

- [El artículo 6 \(4\) del TAR NC permite ciertos ajustes a los precios de referencia](#). En el caso particular de la inyección de biometano y otros gases de origen renovable, tras la aplicación de la metodología de precios de referencia, se podría aplicar una nivelación (opción c del artículo 6 (4) del TAR NC) mediante la agrupación de todas las entradas de biometano a la red de transporte como un "[grupo homogéneo de puntos](#)", cuyo peaje de entrada a la red de transporte se modificaría hasta igualarlo al equivalente a la inyección por la red de distribución, incrementando ligeramente el peaje del resto de puntos de entrada a la red de transporte. Esto permitiría seguir recaudando la misma retribución por los puntos de entrada a la red de transporte.

El regulador alemán, BNetzA, está aplicando descuentos sobre los peajes de entrada a transporte para las instalaciones de biometano.

La propia CNMC en su informe de diciembre de 2018 sobre la propuesta de Orden de peajes pedía un trato similar a la inyección en distribución y en transporte, siendo en ese momento conocido el texto del Código de peajes (Reglamento 2017/460 desde 2017) desde hacía más de año y medio:

“No obstante, actualmente existe una instalación conectada a la red de transporte que inyecta biogás en dicha red y que hace frente al peaje de entrada a la red de transporte (peaje de entrada al punto virtual desde la red de transporte), por lo que el establecimiento de un peaje nulo de entrada a la red de distribución podría introducir un incentivo a dicha planta y a las futuras a conectarse en distribución a efectos de minorar su factura.

En este sentido, esta Sala considera que el tratamiento dado a las inyecciones de biogás debería ser el mismo, independientemente de punto de conexión de la instalación.”

• Por otra parte, el artículo 4 del TAR NC define que un servicio concreto se clasificará como servicio de transporte cuando se cumplan los dos criterios siguientes:

a) los costes de este servicio estén originados por los inductores de coste tanto de capacidad técnica o capacidad contratada prevista como de distancia;

b) los costes de este servicio estén relacionados con la inversión y explotación de las infraestructuras que forman parte de la base de activos regulada para prestar servicios de transporte.

En caso de que no se cumpla alguno de los criterios que figuran en los apartados a) y b), un servicio concreto podrá atribuirse, bien a los servicios de transporte o a los no asociados al transporte en función de los resultados de la consulta periódica.

Como las cantidades de biogás inyectadas a la red de transporte son tan pequeñas no imponen costes de red relevantes, o que incluso liberan capacidad. La red en ningún caso se ha diseñado teniendo en cuenta estos puntos y las cantidades se pueden acomodar, solo requieren inversiones de conexión.

Por ello, [la inyección de biogás no cumple con el criterio a\) del artículo 4 del TAR NC](#), “los costes del servicio de inyección de biogás no están originados por los inductores de coste de capacidad y de distancia”, [por lo que la inyección de biogás a la red de transporte es un servicio no asociado al transporte y no debe estar sujeto a la metodología de precios de referencia](#).

Como la inyección de biometano es un servicio no asociado al transporte y con objeto de tener en cuenta el PNIEC, el Informe del Ministerio de Transición Ecológica remitido a la Propuesta de circular de la CNMC donde insta a la CNMC a incentivar la inyección de biometano y otros gases de origen renovable, y el informe de ACER publicado en abril de 2020, donde en relación al biogás, dice sería conveniente desarrollar una aproximación a nivel europeo tras evaluar la efectividad económica de este tipo de mecanismos para reducir las emisiones de efecto invernadero. se fija el peaje de este servicio en 0€/MWh/a.

En consecuencia, si de verdad se apuesta por el desarrollo de las energías renovables no eléctricas como elemento para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la lucha contra el cambio climático, este incentivo a la inyección de biometano u otros gases de origen renovable, como el H₂, en las redes gasistas no ha de distinguir entre la tipología de red a la que se conecta un promotor.

3. Sostenibilidad económica del sistema gasista

La memoria justificativa que acompaña a la Propuesta de Circular incluye proyecciones del impacto económico de la metodología propuesta a lo largo del segundo periodo regulatorio a partir de la consideración de una serie de variables, como son la evolución de la demanda de gas natural, de la contratación de capacidad y de los costes de las actividades reguladas. El resultado de dichas proyecciones que se indica en la memoria es la disminución progresiva de los peajes a lo largo del periodo 2021-2026.

A este respecto, cabe recordar que el artículo 59 de la Ley 18/2014 de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia establece que:

1. Las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.

Y que el artículo 61 de dicha Ley 18/2014 establece que:

... mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.

Estos preceptos parecen no haber sido considerados por la CNMC a la hora de evaluar el impacto económico de su propuesta de metodología, limitándose a considerar que la recuperación de los déficits de años anteriores se realiza a través de los "cargos" que ha de desarrollar el Ministerio.

Sin entrar en mayores consideraciones al respecto, la divergencia entre algunas variables relevantes utilizadas por la CNMC para evaluar el impacto económico de las diferentes circulares previstas en el plan de actuación de la Comisión de 2019 (metodología de retribución de la actividad de Transporte y Regasificación; metodología de retribución de la distribución o la propia correspondiente a la metodología de peajes), como es el caso de las previsiones de demanda de gas, al menos pone en duda de si la propuesta de metodología de peajes es consistente con este objetivo de sostenibilidad económica.

Por otra parte, existen diferentes aspectos que alimentan la duda de que se vaya a cumplir los objetivos de recaudación, y por tanto que se cumpla con el principio de sostenibilidad del sistema. Algunos de ellos son:

- El potencial aumento del peaje de regasificación y el canon de almacenamiento de GNL como consecuencia de una reducción de la demanda estimada, por afección de factores externos que tienen una afección directa en el cálculo de tarifas derivando en un incremento tarifario, repercutirá en instalaciones de GNL menos competitivas. Además la asignación de costes del 50/50 entre entradas y salidas, puede traducirse en un menor uso de las instalaciones ya que podría resultar más rentable introducir gas a España desde las plantas de otros países (como Sines).
- El incremento de los peajes aplicables a gran parte de los clientes industriales, unido al valor del peaje de carga de cisternas, además de la pérdida de competitividad de la industria podría suponer un incremento de desconexiones de la red gasista.
- No avanzar en la eliminación de los peajes de interconexión con otros países de la Unión Europea, unido a las actuales limitaciones que se derivan de la escasa interconexión con Francia y Portugal, redundaría en que el sistema español continuaría sufriendo un diferencial de precio con el resto de los países de la UE, además de limitar las posibilidades de un mayor uso de las infraestructuras que resultaría del hecho de que el sistema español se convirtiera en punto de entrada de gas hacia Europa.

De materializarse la propuesta bajo estas consideraciones podría incentivar, por tanto, una caída de la contratación lo que resultaría en un déficit de recaudación. Lo que hacer que se entrara en un círculo vicioso de sucesivos incrementos del peaje, posteriores descontrataciones, una menor recaudación y, por ende, que no se cumpla con el principio de sostenibilidad del sistema.

4. Fomento de la competitividad industrial

Uno de los ejes principales que deben regir la reforma regulatoria que se está acometiendo, debe ser el incremento de la competitividad industrial.

- **Competitividad de la pequeña y mediana industria**

La nueva metodología de asignación de costes en la red local propone sustituir el actual sistema de asignación por nivel de presión-consumo, a un sistema que diferencia únicamente por nivel de consumo. Adicionalmente, en los primeros seis niveles de consumo (RL1-RL6) se produce una asignación de costes en función del nivel del número de clientes en cada tramo, mientras que en los siguientes niveles de consumo (RL7-RL11) la asignación se realiza en función de la capacidad contratada.

Si bien esta metodología tiene una lógica teórica, realmente supone una fuerte reducción de peajes en los niveles más bajos de consumo (RL1-RL3) (incluso con ingresos significativamente inferiores a los costes medios que provocan esos suministros), así como los grandes consumidores conectados a la red troncal (RL9-RL11), y como consecuencia de esas reducciones, se produce una **elevación drástica de los peajes asignados a los niveles intermedios RL4-RL7**, los cuales corresponden a consumidores industriales de pequeño y mediano tamaño, a los ciclos combinados con bajo funcionamiento, que generalmente son los que entran en el mercado eléctrico de restricciones, y a las gasineras.

Estos peajes se traducen directamente en un incremento sustancial de costes para esos consumos, poniendo en riesgo la competitividad de la pequeña y mediana industria española, induciendo además a la desconexión de ciertos consumidores y su sustitución por GNL transportado por cisternas, y frenando el desarrollo y asentamiento de gasineras, lo que iría en contra del desarrollo de una movilidad sostenible, incluida en el Plan Nacional de Calidad del Aire.

Adicionalmente, existe un número reducido de **ciclos combinados** que suelen entrar únicamente en el mercado de restricciones, y que estarían incluidos en los grupos tarifarios RL4-RL7. Por tanto, este alto peaje impactaría directamente en el precio marginal del gas, y estaríamos penalizando a buena parte del tejido industrial y reduciendo la competitividad española.

Finalmente, en el caso de las **gasineras**, este peaje frena un vector de desarrollo del gas natural que resulta fundamental para una transición ecológica, y que vería como únicamente aquellas gasineras de muy alto consumo (RL8 y superiores) serían sostenibles.

Es por ello que se recomienda realizar algún ajuste en la metodología aplicada en los peajes de acceso a las redes locales para modificar la asignación de costes, que mejore los peajes resultantes para los niveles RL4-RL7, y homogenice el impacto de la Circular en todos los niveles de consumo.

- **Competitividad de la gran industria**

Es necesario establecer medidas que fomenten así mismo la competitividad de la gran industria para lo que una alternativa sería la creación en el Sistema Gasista Español de la figura del **consumidor intensivo en gas**, o consumidor gasointensivo, ya implementado en Francia, para aquellos consumidores que durante 2 años de los últimos 4 años cumpla con los siguientes criterios:

- El consumo anual de gas es superior a X GWh;
- Lleva a cabo una actividad industrial perteneciente a un sector cuya intensidad de comercio con terceros países es superior al Y%.

Los consumidores intensivos en gas podrían beneficiarse de una reducción de los peajes de transporte significativo a cargo de los Presupuestos Generales del Estado.

1. En el caso de Francia, ciertos consumidores industriales, los denominados "gasointensivos", cuyo perfil de consumo de gas natural es previsible, estable y no cíclico, pueden beneficiarse de una reducción de peajes de transporte y distribución a cargo de los Presupuestos Generales del Estado desde el año 2013 (Código de la energía). Los criterios que deben cumplir los consumidores industriales para poderse acoger a esta reducción en el peaje se introdujeron a través del [Decreto 2016-1518²](#). De acuerdo con la regulación francesa un consumidor industrial (empresa) podrá beneficiarse de una reducción en los peajes de transporte y distribución, para algunos de sus sitios, si durante al menos 2 años de los últimos 4 años antes de la fecha de solicitud cumplen todas las siguientes condiciones³: La relación entre el volumen de gas consumido en total por la empresa y su valor agregado es superior a 4 kWh/€ de valor añadido.
2. Si el valor de la empresa es negativo o igual a 0 se fija en 1 €. Lleva a cabo una actividad industrial perteneciente a un sector cuya intensidad de comercio con terceros países es superior al 4% (según lo determine la Comisión Europea a los efectos del artículo 10 bis de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo del 13 de octubre de 2003).
3. El consumo anual de gas es superior a 100 GWh.
4. La estructura del consumo de gas es tal que el volumen de consumo del sitio del 1 de abril al 31 de octubre sea mayor al 30% del volumen de consumo del mismo sitio durante el año calendario.

Además, si más de la mitad de la producción de productos intermedios está destinada a ser suministrada por tubería a una o más empresas, que satisfacen todos los criterios de anteriores, también podrá beneficiarse de una reducción en el peaje.

Enagás entiende que no es competencia de la CNMC la aplicación de esta medida, pero que sería una medida muy positiva para mejorar la competitividad de la gran industria en España.

² Décret n° 2016-1518 du 9 novembre 2016 relatif aux sites fortement consommateurs de gaz naturel éligibles à une réduction de tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution

³ Las condiciones listadas aplican a una localización concreta de una empresa no a todas las localizaciones que pueda la empresa. Las condiciones para el beneficio de la reducción del peaje para la totalidad de la empresa (todas las localizaciones) son muy similares a las listadas.