

ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACION DE GAS NATURAL – VERSION NO CONFIDENCIAL 2

1. Resumen de las Alegaciones 2

2. Consideraciones de carácter técnico 3

 2.1 Imposibilidad de valorar la nueva metodología propuesta 3

 2.2 Incumplimiento de los principios generales perseguidos por la Propuesta de Circular ... 3

 2.3 Entrada en vigor y plazo de adaptación..... 6

 2.4 Valoración sobre aspectos operativos..... 6

 2.5 Hipótesis del cálculo de peajes 10

 2.6 Peajes de regasificación..... 11

 2.7 Retribución del operador del mercado..... 11

3. Valoración sobre el impacto en la competitividad del gas natural y su repercusión a los usuarios..... 12

4. Valoración sobre el impacto de la Circular en los distribuidores 14

5. Consideraciones sobre el cumplimiento de las orientaciones de política energética 16

ALEGACIONES A LA PROPUESTA DE CIRCULAR POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGIA PARA EL CALCULO DE LOS PEAJES DE TRANSPORTE, REDES LOCALES Y REGASIFICACION DE GAS NATURAL – VERSION NO CONFIDENCIAL (CIR/DE/003/19)

1. Resumen de las Alegaciones

- 1- **Ampliar a 6 meses el plazo de implantación de la Circular definitiva, con un previo de 3 meses** para el análisis de texto y resolución de dudas operativas. Igualmente sería deseable que la implementación coincidiese con el inicio del año de gas. Por otro lado es conveniente que el plazo de implantación de la Circular no se solape con la implementación de otras normas como es la Propuesta de Resolución por la que se aprueban los nuevos formatos de los ficheros de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la Resolución de 20 de Diciembre de 2016.
- 2- **Mantener la facturación bimestral para consumos anuales <100.000KWh**, manteniendo así la coherencia entre la frecuencia de lectura y la de facturación, pues en caso contrario podría elevarse el volumen de reclamaciones de clientes finales.
- 3- **Mantener los criterios actuales de reubicación y refacturación**, pues una modificación de los mismos podría elevar las reclamaciones de los consumidores
- 4- **Reflexionar**, en línea con el esquema portugués, sobre **soluciones que eviten el riesgo de mejora de la competitividad de las plantas monocliente frente a la conexión al gasoducto**. De lo contrario, se producirá la desconexión de clientes, lo que llevaría a un menor uso de las infraestructuras gasistas, que repercutirá negativamente en los peajes que pagan los clientes conectados.
- 5- Análisis de **alternativas de inductores de asignación de costes** de las infraestructuras que busquen una imputación más acorde para cada tipología de cliente.
- 6- En el caso de que se opte por la recuperación de costes de ciertas actividades a través de otras (ejemplo otros costes de regasificación), es **crítico cara a las estadísticas internacionales como Eurostat, que se permita la trazabilidad de los costes reales de cada actividad y su asignación a peajes**, evitando así conclusiones equivocadas. La propuesta de Circular corre el riesgo que se asocie coste de distribución a los peajes de acceso a la red local, que incluyen otros costes de regasificación, los costes de transporte de influencia local y los de transporte secundario.
- 7- Aplicación de un **descuento del 100% al peaje de inyección de gases no convencionales** en la red gasista, con el objeto de no penalizar los gases renovables y cumplir con la orientación de política energética del Ministerio.

2. Consideraciones de carácter técnico

2.1 Imposibilidad de valorar la nueva metodología propuesta

La propuesta de peajes de la CNMC supone un cambio relevante respecto a la metodología actual, introduciendo peajes que actualmente no existen y eliminando la componente de presión en los peajes de salida. Resulta prematuro y contraproducente pronunciarse sobre la bondad de ésta a tenor de las siguientes consideraciones:

- 1- Elevada sensibilidad de los peajes propuestos al importe de los costes de las actividades de Distribución, Transporte y Regasificación y su evolución. La Circular toma como premisa la retribución estimada en los borradores de Circular de Retribución de las actividades de Distribución, Transporte y Regasificación. Estando estas normas en fase aún de tramitación y estando por lo tanto sujetas a potenciales variaciones, consideramos oportuno conocer los textos finales, puesto que cualquier alteración de las mismas podría conducir a resultados dispares a los mostrados en la Memoria de la presente Circular.
- 2- Imposibilidad de evaluar la metodología al desconocer los valores de ciertos parámetros empleados en la asignación de costes y el valor de los parámetros alternativos que pudieran utilizarse.
- 3- Ausencia de un análisis de impacto detallado para los consumidores y la afección a la competitividad del gas natural, el impacto global en la economía o en la recuperación de costes del sistema gasista.

Sólo cuando se disponga de información completa sobre los costes definitivos del sistema gasista, del detalle del valor de los parámetros empleados en la asignación de costes y su impacto real previsto para el sistema gasista, para la competitividad de los consumidores y para la economía en general, será posible hacer una valoración completa sobre la metodología propuesta.

Esto no invalida para que a lo largo de este documento se expongan propuestas de mejora de aspectos señalados en la Circular, las cuales podrían ser compatibles con la metodología propuesta por la CNMC u otras alternativas que pudieran plantearse.

2.2 Incumplimiento de los principios generales perseguidos por la Propuesta de Circular

Si bien los principios generales desarrollados en el artículo 3 pueden resultar válidos a nivel conceptual en la definición de una metodología de peajes, consideramos que algunos han sido obviados o aplicados de forma inconsistente en la Propuesta de Circular. Nos referimos en concreto a:

1. **“Suficiencia.** *Los peajes de cada una de las actividades garantizan la recuperación de la retribución correspondiente a dicha actividad, de acuerdo con las previsiones realizadas.”*

Tal y como detallaremos en otro apartado, las **hipótesis empleadas** en la construcción de las valoraciones económicas de los peajes (consumos, caudales contratados, etc.) pueden resultar **inapropiadas** para asegurar la recuperación de los costes de cada una de las actividades y por lo tanto, **para garantizar la sostenibilidad** del Sistema Gasista, por lo que consideramos **necesaria una revisión detallada de cada una de las premisas** empleadas en el cálculo de los peajes.

Nuevamente solicitamos una coordinación entre Ministerio y CNMC en sus respectivas competencias de desarrollo de metodologías de cargos y peajes, cara a asegurar la recuperación de costes del sistema.

2. **“Eficiencia.** *Los peajes calculados con la metodología de la presente Circular, asignan los costes de las infraestructuras a cada grupo tarifario según el principio de causalidad, evitando subsidios cruzados entre grupos tarifarios e incentivando la eficiencia en el suministro.”*

La eliminación de las presiones como elemento diferenciador tiene elementos tanto positivos como negativos, siendo contraproducente manifestarnos a favor o en contra a tenor de lo expresado en la introducción.

Por un lado, podríamos valorar como elemento **positivo** de la metodología propuesta la eliminación de los niveles de presión como elemento diferenciador, de forma que todos los consumidores, a igualdad de consumo, paguen los mismos peajes. Entre las ventajas que aporta esta metodología sería **desincentivar la desconexión de clientes de red hacia presiones de mayor presión**, que tradicionalmente tenían mejores peajes.

Por el contrario, puede provocar que algunos clientes, especialmente **pequeños industriales se desconecten en favor de otras energías**, o incluso en favor de plantas monocliente de GNL, con el consecuente impacto para los distribuidores y para la recaudación del sistema.

En resumen, en la medida que la metodología que se elija pudiera ser esta u otra, todas ellas razonables y robustas, hay que valorarla de manera conjunta con el impacto que provoca.

En cualquier caso, al margen de lo anterior, consideramos que el consumidor **conectado a red de transporte troncal o a red local debe pagar el peaje de acceso a las redes locales que le corresponda, peajes de salida según nivel de consumo**. De la lectura de la propuesta y de la memoria, este aspecto no queda lo suficientemente transparente, por lo que **pedimos que se aclare**.

Entendemos igualmente que este principio de eficiencia debiera referirse a que cada actividad recupere a través de sus peajes los costes que le corresponden, **sin que se produzcan subvenciones cruzadas entre actividades**, tal y como sucede en la actualidad y **sin que exista diferencia entre los costes que debe asumir un consumidor u otro**

cuando ellos presentan un mismo comportamiento (especialmente conectados a red o a planta satélite).

Con la metodología propuesta, parte de los costes de regasificación, los denominados como **otros costes de regasificación, se están recuperando a través de los peajes de salida**. Este hecho puede llevar a conclusiones y **valoraciones equivocadas**, cuando se analizan **estadísticas internacionales como Eurostat**. Conforme a la Circular se estarían imputando **costes de regasificación** a distribución. Igualmente se corre el riesgo de que se asimilen a distribución los peajes de red local, los cuales incorporan los costes de **transporte de influencia local y transporte secundario, por tanto, solicitamos se aclare si estos costes serán facturados de manera diferenciada o conjunta por los titulares de infraestructuras que corresponda**. En el caso de que se opte por una facturación conjunta, no es óbice para que en las estadísticas de peajes que se remitan a Europa se tenga presente que no todo lo que se facture a través del distribuidor son costes o peajes de distribución.

3. **“Transparencia y objetividad. Los criterios de asignación de la retribución reconocida a las infraestructuras, la información de entrada y los parámetros aplicados en la metodología están definidos explícitamente en la presente Circular y son públicos.”**

Si bien la Memoria es extensa, su **contenido resulta insuficiente** para poder conocer todas las premisas empleadas por la CNMC y **poder reproducir sus cálculos**. Adicionalmente se han podido detectar **errores e incluso incoherencias** entre tablas función de la paginación, lo que dificulta el entendimiento y valoración del planteamiento de la Comisión. Hubiese sido deseable la publicación posterior de una fe de erratas que facilitará a los agentes la comprensión de la Propuesta. Este apartado se desarrollará más ampliamente posteriormente.

Mencionar así mismo que **la ausencia de un análisis detallado del impacto de la alternativa elegida, así como de las alternativas consideradas** de la metodología resulta totalmente inapropiado para garantizar este principio. En cualquier caso, la valoración de impactos en términos promedio es simplista y no refleja adecuadamente el impacto de los peajes propuestos tendrá sobre los consumidores.

4. **“No discriminación entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional”**

Como decíamos en el punto primero, **no queda claro si existe una discriminación positiva hacia los clientes conectados a red troncal de transporte en detrimento de los suministrados a partir de red local**.

En caso de producirse dicha discriminación, **se incentivará la fuga de consumidores a transporte troncal** con el fin de abaratar su suministro de gas, lo cual resulta contrario a la lógica conceptual de lo que es la red troncal tal y como establece la Ley de Hidrocarburos, en contraposición de lo que es el transporte de influencia local.

Circunstancia similar podrá **ocurrir entre GN y GNL**. El encarecimiento de los peajes significativos para un volumen elevado de consumidores industriales del G2, e incluso del G3 (80.000 en total) propiciará la desconexión de la red de gasoductos para la

construcción por parte de éstos de plantas monocliente suministradas por cisternas. Más adelante abordamos propuestas para tratar de solventar este problema.

5. *“La metodología de asignación promoverá la **competencia y el comercio eficiente de gas**”.*

Como señalamos en el punto anterior, **el incremento de los peajes de GN en contra posición con el coste que tendrá el suministro de GNL vía cisterna, no fomentará el uso eficiente de las infraestructuras de gas**, con los consecuentes perjuicios a nivel de la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista, de la seguridad por carretera e incluso el impacto medioambiental por el incremento del transporte terrestre.

2.3 Entrada en vigor y plazo de adaptación

La **modificación de la estructura de peajes**, así como de varios **criterios de facturación**, requiere de la **adaptación** de los sistemas de facturación de las distribuidoras. Para ello la Propuesta define un periodo transitorio de **tres meses** para que los agentes afectados lleven a cabo las modificaciones necesarias.

Desde Tolosa Gasa consideramos que dicho **plazo resulta insuficiente** para llevar a cabo las modificaciones exigidas, y proponemos que el mismo se extienda **al menos 6 meses**. Además, consideramos que **adicionalmente sería necesario disponer de un periodo previo de 3 meses tras la publicación de la Circular de trabajo conjunto** entre el regulador y los agentes para conocer cómo quedará finalmente la metodología y resolver las dudas que surjan y asegurar una comprensión y desarrollo coordinado sectorialmente. Indicar igualmente que sería deseable la coincidencia el inicio de año de gas con la implantación de los nuevos peajes, evitando dudas interpretativas sobre los procedimientos a seguir cuando en un mismo año de gas convivan periodos de peajes de diferente estructura tarifaria (incidencia cara a reubicaciones, refacturaciones, etc.).

La CNMC ha **de tener presente además otros cambios normativos en curso** con afectación a los sistemas de información de los agentes (Propuesta de Resolución por la que se aprueban los nuevos formatos de los ficheros de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la Resolución de 20 de Diciembre de 2016), por lo que se solicita **racionalidad y coordinación de los calendarios** para garantizar la correcta adaptación, dado el amplio alcance de las modificaciones y la criticidad para los consumidores finales de los procesos afectados. **En este sentido, solicitamos se asegure por la CNMC que ambos desarrollos no sean coincidentes en el tiempo, con el fin de garantizar el éxito de su implantación**

2.4 Valoración sobre aspectos operativos

Implicaciones de la facturación mensual

La nueva propuesta de metodología de peajes establece la **facturación mensual para la globalidad de consumidores**.

El proceso de lectura y el de facturación están estrechamente relacionados. Conforme al artículo 51 del RD 1434/2002, la periodicidad de la lectura será mensual para aquellos usuarios con un consumo anual superior a 100.000 kWh. En el resto de los casos, la periodicidad será mensual o bimestral. En la actualidad la práctica generalizada es la lectura bimestral para los consumidores que no llegan a dicho umbral.

La **consecuencia directa** de la implantación de la facturación mensual para todos los consumidores propuesta por la Comisión sería el **aumento de reclamaciones** de consumidores en caso de regularizaciones por **facturaciones basadas en estimaciones, así como el aumento de costes de los distribuidores por la necesidad de desarrollar los sistemas necesarios para la realización de las estimaciones**.

Por este motivo, proponemos que la CNMC **reconsidere la facturación mensual y permite la bimestral para los consumos inferiores a 100.000 kWh/año**. En la medida que este umbral coincide con el escalado de los peajes propuestos, vemos conveniente que la CNMC determine con claridad el nivel de peajes a los que se puede acoger la factura bimestral.

Reubicación y refacturación

La **redacción** de la Propuesta resulta **confusa en relación al alcance de los procesos de reubicación y refacturación** que se aplican en la actualidad en aplicación de la normativa en vigor. Con el literal del texto de la Circular se deduce que a la globalidad de los consumidores se les refacturara si su nivel de consumo no se ajusta a su peaje. Sin embargo, no deducimos de la lectura del artículo 25, su reubicación para el siguiente año de gas.

En la actualidad, los procesos de refacturación y reubicación están claramente diferenciados:

- A los 12 meses del alta o de un cambio de caudal, además de reubicar el peaje adecuado a todos los consumidores, se refacturan los 12 meses hacia atrás sólo si se trata de un consumidor con peaje 3.5 y grupo 2.
- Periódicamente, transcurrido el año natural, se reubica a los consumidores según su consumo real, sin que en estos casos tenga lugar una facturación retroactiva.

Solicitamos por ello, la no modificación del esquema actual, evitando la refacturación para el mercado masivo con el ánimo de evitar las implicaciones operativas que conlleva tanto para el distribuidor como para el comercializador y las consecuentes reclamaciones del consumidor.

Asignación de consumidores a la nueva estructura de peajes

La propuesta de Circular no determina el **procedimiento a seguir por el distribuidor para la asignación a cada consumidor de su nuevo nivel de peaje**. Con la experiencia de la implantación de los cambios derivados del RD984/2015, **resulta esencial que estos temas se definan claramente** (comunicación de propuestas del distribuidor al comercializador, calendarios, etc.).

Repercusión del cambio del año de gas

La modificación del año de gas tiene incidencia directa en los procedimientos de reubicación/refacturación.

En la actualidad para los clientes nuevos, para ver su consumo real hay que esperar los primeros 12 meses naturales. Sin embargo, con el cambio al año de gas del 1 de octubre del año n al 30 de septiembre del año n+1 y con el texto propuesto no queda claro cuál debe ser el procedimiento a seguir por el distribuidor: mantener el criterio actual (consumo de los 12 meses naturales) o en contra esperar al primer año de gas completo. Por ejemplo: En el caso de un cliente que se da de alta en diciembre del año n, ¿habría que esperar a septiembre del n+2 para conocer su consumo real? Solicitamos que el texto final de la Circular sea claro en este aspecto.

Contratos diarios por excesos de capacidad demandada

La metodología **modifica el régimen de penalizaciones** en el caso de que la capacidad utilizada por un consumidor supere la contratada, estableciendo la **obligatoriedad de generación automática** por parte del distribuidor de **contratos diarios por los excesos de capacidad**.

Esta modificación, además de generar **dudas en cuanto a su aplicación** (por ejemplo, peaje que se aplicaría a estos nuevos contratos, emisión de facturas de forma separada o conjunta, etc.) implica mayores costes operativos para los distribuidores y de adaptación de sistemas, que requeriría a su vez la definición de los formatos de las mensajerías a desarrollar.

Si el objetivo de la Comisión es exclusivamente incentivar la adecuada contratación de la capacidad, **sugerimos se mantenga la aplicación del multiplicador penalizador que se decida al exceso entre el caudal contratado y el consumo real, pero se elimine la propuesta de generación de nuevos contratos y este exceso sea facturado como una penalización.**

En cualquier caso, se hace necesario aclarar el tratamiento de estos excesos en el caso de existencia de contratos superpuestos (a qué contrato/peaje asignar los excesos).

Nueva estructura de peajes y procesos automáticos asociados a la TUR

Sin entrar en el debate de la afección de la nueva metodología a los valores de la actual TUR1 y TUR2, competencia del Ministerio, resulta imprescindible revisar su afección a la normativa asociada a la aplicación de las tarifas de último recurso y sus peajes correspondientes.

En concreto es necesario **clarificar el peaje que se aplicará a los clientes que, sin tener derecho a la TUR, pasan a la CUR**, como es el caso de los clientes de consumo superior a los 50MWh/año y que en la actualidad los distribuidores estamos obligados a facturar un peaje 3.2.

Tratamiento de los puntos de suministro Grupo 2 actual sin obligación de telemedida (21 y 22)

Es preciso que la Circular recoja claramente cómo actuar en el siguiente caso:

- 1- La facturación de la capacidad contratada (termino fijo) no depende del Qdc ¹ en la actualidad, pero si conforme a la estructura del peaje D.5 y D.6. ¿deberán de solicitar

¹ Qdc = Caudal diario Contratado

un Qdc? ¿Desde qué peaje se debería de solicitar este Qdc? Tendrá relevancia a la hora de futuras reubicaciones con refacturación.

Penalización por indisponibilidad de telemida

En la actualidad está regulada una penalización para aquellos clientes, que, obligados a disponer de telemida, esta no está disponible.

La Propuesta de Circular, sin embargo, no hace referencia a este aspecto, siendo necesario aclarar el mantenimiento de esta tipología de penalización y su aplicación concreta.

Bonificación consumo nocturno al peaje 3.5

Actualmente los consumidores acogidos al peaje 3.5, que disponiendo de equipos con lectura horaria, pueden beneficiarse de una bonificación si su consumo nocturno superaba el 30% del consumo total.

Es preciso aclarar por lo tanto si este tipo de bonificación desaparece, y en el caso de mantenerse, si pudieran acogerse cualquier tipo de consumidor que supere un determinado umbral de consumo (independientemente de su presión).

Procesos de reparto y liquidación de diferencias de medición/mermas

La **propuesta** de metodología crea una nueva estructura de peajes **basada exclusivamente en niveles de consumo**. Por su parte, los **procesos de reparto** de consumos y cálculo de **diferencias de medición** toman en consideración ambos aspectos, los niveles de consumo y **los niveles de presión** al que los consumidores se encuentran conectados.

Ello, obliga al menos a **cuestionar si corresponde una revisión de la normativa** correspondiente de las NGTS como de otras Órdenes Ministeriales, aspectos todos ellos no contemplados ni siquiera en el apartado específico de Normas afectadas de la Memoria.

Con el ánimo de no generar incertidumbre regulatoria, **solicitamos que lleve a cabo un análisis más exhaustivo de la normativa a modificar**, y en su caso, se proceda de inmediato a adaptar dicha regulación en aras de mayor seguridad jurídica, o a establecer periodos transitorios.

Servicios con precio regulado

El cambio de estructura de peajes, con diferente escalado de consumos peaje, hace necesaria la revisión de la **normativa autonómica** en servicios con precio regulado, por ejemplo, derechos de alta, cuyos valores económicos están fijados conforme a la estructura vigente

En previsión de una potencial dilatación en el plazo de ajuste de la reglamentación autonómica a la nueva estructura de peajes, sería deseable una **regulación subsidiaria** a nivel estatal que

asignara transitoriamente una conversión entre los peajes actuales y los escalones propuestos, evitando así cualquier inseguridad jurídica.

Unidades de Medida

La Circular introduce modificaciones, sin efecto práctico, pero que exigen **modificación de la forma de facturar y que no aportan valor, si acaso confusión**. Nos estamos refiriendo al cambio de KWh a MWh y el tema de los decimales. Por ello proponemos no alterar las unidades de medida.

Por otro lado, la codificación elegida para designar los **peajes de acceso a la red local comienza con una D**. Esta letra es precisamente la que se utiliza a nivel de **Eurostat** para referirse a los **peajes domésticos**. Para evitar **confusión**, quizás sería conveniente utilizar otra referencia.

2.5 Hipótesis del cálculo de peajes

Las principales variables/parámetros utilizados en la imputación de los costes, especialmente en el ámbito de las infraestructuras de red, son el consumo, las capacidades diarias y el número de clientes. Los valores de estas variables son conocidas solo en cierta medida, ya que **no se dispone de información suficiente sobre la capacidad diaria de los consumidores no telemedidos** y esta resulta clave a la hora de repartir casi 2.000 de los 2.880 Mill € de coste del año 2020.

El **método de reparto de los costes** de red por niveles de presión, en nuestra opinión puede ser **mejorado**. Así la propuesta considera que la retribución de las redes locales se *“asigna por niveles de presión teniendo en cuenta el flujo de gas que transita hacia niveles de presión inferiores en el día de mayor demanda del último año con información disponible”*. En nuestra opinión esta hipótesis de cálculo tiene las siguientes **incongruencias**:

- a) Usa como **referencia el año 2017**, cálido, por lo que traslada menos costes al mercado doméstico, más sensible a la climatología. Consideramos que en el ámbito doméstico debería usarse una referencia de año frío, dado que el sistema se dimensiona para las puntas de demanda.
- b) Realiza el reparto de costes por presiones en base al **balance de gas** cuando podría realizarlo, conforme el reglamento, en función de los caudales previstos, lo que lo dotaría de mayor previsibilidad y estabilidad.
- c) Utiliza el día de **máxima demanda** que normalmente coincide con un **día laborable**, momento que no necesariamente coincide con la máxima demanda del mercado doméstico, en este sentido el mercado industrial y comercial, podría estar financiando al mercado doméstico.
- d) Posteriormente, una vez asignado el coste por nivel de presión, el cálculo de los peajes no lo hace con esa variable si no con los **caudales contratados previstos**, lo cual no resulta especialmente coherente. Debería usarse en todos los casos, tanto para el

reparto del coste entre niveles de presión como para el reparto del coste entre consumidores, la Qd prevista.

En definitiva, consideramos que de cara a una correcta asignación de los costes resulta esencial revisar en profundidad los caudales utilizados en el segmento no telemedido. El modelo necesita realizar una hipótesis para cuantificar las Qd teóricas para los consumidores no telemedidos, peajes D.1 a D.6, de ello dependerá cómo se reparten las retribuciones que la propuesta define como fijas de transporte troncal, por su parte de salida, de transporte regional y secundario, así como de distribución.

En el modelo, según detalla la propuesta y hemos deducido, toma un factor de carga a partir de la información del año 2017, año “cálido”, y a partir de ahí utiliza las siguientes Qd unitarias:

Nivel Consumo	Qd unitaria
D.1	10
D.2	50
D.3	162
D.4	753
D.5	3.917
D.6	15.257

Conforme estimaciones que realizamos para el sector, las Qd de los consumidores D.1 y D.2 en un día de máxima demanda, serían sustancialmente superiores, hasta un 50% y un 20%, respectivamente.

2.6 Peajes de regasificación

Cara a la formación de las estadísticas de peajes y su **comparativa con Europa** sería deseable que se tuviera en consideración que los **peajes asociados a entrada-salida de red local no son recogen exclusivamente costes de distribución**, sino que contemplan estos otros costes de regasificación, junto con los costes de transporte regional y secundario, **evitando así conclusiones equivocadas sobre los costes de distribución de España en comparación con el resto de los países europeos.**

2.7 Retribución del operador del mercado

Si bien es cierto que la Retribución del Operador del Mercado se encuentra fuera del alcance de la Propuesta de Circular, en la medida que este coste impacta en la factura de los consumidores de gas, estimamos sería deseable iniciar la reflexión por parte de los reguladores, si, considerando los varios años ya de andadura del mercado de gas, este concepto debe dejar de ser un componente regulado y, **pasar a ser un servicio repercutido a los comercializadores mediante un fee**, como sucede en el resto de países de nuestro entorno.

3. Valoración sobre el impacto en la competitividad del gas natural y su repercusión a los usuarios

Conforme la propuesta de Circular, la nueva metodología presentará cambios en cuanto al reparto de los costes que se imputan por nivel de presión y consumo. Como indicábamos anteriormente la memoria no facilita una cuantificación de impactos por cada tipo de consumidor, aspecto que resulta esencial para poder valorar los cambios.

Conforme a las valoraciones realizadas internamente por Tolosa Gas, y con todas las cautelas de interpretación que hemos tenido que realizar sobre el contenido de la Propuesta, y asumiendo una serie de hipótesis sobre niveles de regasificación, almacenamiento, etc. si no cuestionamos los parámetros utilizados en la memoria, podríamos llegar a coincidir con el análisis de impactos medios que se presenta en la página 138 de la memoria. No obstante, echamos de menos un análisis más exhaustivo a fin de poder valorar el impacto sobre los clientes más realista, esto es, teniendo en cuenta los niveles de presión. Esto es especialmente crítico para los peajes D.5 a D.8:

Así, por ejemplo, el impacto total por peajes y cánones comparado con la propuesta para los clientes de media presión sería:

Nivel Consumo	MP	Consumo Anual	Qd Estimada	Peaje Actual	Peaje Propuesto 2020	Variación
D.1	301	1.433	10	75	36	-53%
D.2	302	6.858	50	237	187	-21%
D.3	302	21.511	162	593	602	2%
D.4	304	118.079	753	2.704	2.824	4%
D.5	304	588.776	3.917	9.604	14.176	48%
D.6	304	2.283.885	15.257	34.439	44.383	29%
D.7	305	8.077.891	46.314	304.273	89.703	-71%
D.8	305	25.277.000	115.250	768.895	158.550	-79%

Mientras que en los actuales grupos 2 en alta presión:

Nivel Consumo	AP	Consumo Anual	Qd estimada	Peaje Actual	Peaje Propuesto 2020	Variación
D.4	201	205.611	1.453	5.184	4.564	-12%
D.5	202	854.428	3.877	5.499	18.412	235%
D.6	202	3.397.615	14.385	20.812	55.067	165%
D.7	203	8.994.540	48.950	49.478	95.714	93%
D.8	203	26.958.592	123.731	131.390	169.935	29%
D.9	204	83.506.094	331.813	343.223	350.978	2%
D.10	205	299.758.836	1.048.683	1.049.778	1.078.414	3%
D.11	206	916.229.500	2.968.014	2.823.976	2.700.461	-4%

Como se puede observar, la metodología presenta impactos muy dispares según la tipología de cliente.

Gran parte de estos impactos desiguales tienen su origen en los siguientes aspectos:

- Unificación del nivel de presión:

Como explicábamos anteriormente, no podemos entrar a valorar la bondad de esta metodología. Por un lado, la valoramos favorablemente en la medida que favorece la igualdad de precios a igualdad de consumos. De esta medida se consigue evitar una tendencia que actualmente se ha observado que es el “arbitraje de presiones”, esto es, el hecho de que consumidores conectados a presiones del grupo 2 estén pasando a presiones del grupo 1, con la consiguiente reducción de ingresos para el sistema.

Por contra, con las hipótesis actuales y de no revisarse el marco actual, dado que la metodología propuesta penalizaría especialmente a consumidores tipo D.5 a D.8 el sistema correría un importante riesgo de desconexión de este tipo de clientes, con la consecuente pérdida de recaudación del sistema.

Para mitigar este riesgo de desconexión de clientes a favor de plantas de GNL monoclientes, se propone que la metodología de peajes contemple un modelo económico para estos clientes similar al existente en Portugal. Donde estos consumidores acaban pagando unas cuantías similares a los clientes de consumo equivalente conectados a red. Esta medida ahondaría en uno de los principios pretendidos por la CNMC, el principio de No Discriminación, y a su vez mejoraría los ingresos del sistema.

- Parámetros considerados de imputación de costes

La metodología propuesta descansa, como explicábamos anteriormente, en diferentes hipótesis y parámetros que deben ser revisados y que tienen como finalidad la imputación de los costes a retribuir. En este sentido llamamos especialmente la atención en dos aspectos que distorsionan sobre manera los peajes resultantes: la metodología de imputación de los costes por nivel de presión en función del día de gas de máxima demanda para la imputación de costes de red por nivel de presión y la utilización del Qd previsto para consumidores no telemedidos para el reparto de los costes por tipología de cliente dentro del nivel de presión definido anteriormente.

Como explicábamos previamente, consideramos que el balance de gas no es adecuado para la imputación de costes porque al coger un día de labor está infra-ponderando el mercado doméstico comercial en la imputación de costes. Consideramos que el reparto de costes debe realizarse en base a un Qd previsto máximo, que es el criterio que se usa para el dimensionamiento de red.

Por otra parte, en el reparto de los costes imputados para cada nivel de presión se usa el parámetro de la Qd prevista. Este parámetro es conocido actualmente para los consumidores que utilizan el método de facturación por término fijo de caudal, pero se desconoce para consumidores que son facturados por término fijo de cliente. La

memoria explica que esto se hace en base a información del año 2017, especialmente cálido. Consideramos que este parámetro debe tener en cuenta un año frío, así como un posible coeficiente de seguridad, especialmente en el caso de consumidores con sensibilidad al clima, y debería revisarse íntegramente la valoración de impactos y los peajes propuestos a raíz de la aplicación de estas modificaciones.

Así, y solo como ejemplo ilustrativo, si revisásemos al alza el Qd del peaje D.1 pasando de 10 a 19 KWh/día y de 50 a 60 KWh/día el del D.2 el impacto para todos los clientes sería el siguiente:

Nivel Consumo	MP	Consumo Anual	Qd Estimada	Peaje Actual	Peaje Propuesto 2020	Variación
D.1	301	1.433	19	77	60	-22%
D.2	302	6.858	60	238	197	-17%
D.3	302	21.511	162	593	541	-9%
D.4	304	118.079	753	2.704	2.544	-6%
D.5	304	588.776	3.917	9.604	12.775	33%
D.6	304	2.283.885	15.257	34.439	40.309	17%
D.7	305	8.077.891	46.314	304.273	79.333	-74%
D.8	305	25.277.000	115.250	768.895	152.038	-80%

Nivel Consumo	AP	Consumo Anual	Qd estimada	Peaje Actual	Peaje Propuesto 2020	Variación
D.4	201	205.611	1.453,27	5.184	4.120	-21%
D.5	202	854.428	3.877,02	5.499	16.514	200%
D.6	202	3.397.615	14.385,38	20.812	49.739	139%
D.7	203	8.994.540	48.949,77	49.478	89.030	80%
D.8	203	26.958.592	123.731,12	131.390	162.944	24%
D.9	204	83.506.094	331.812,61	343.223	346.859	1%
D.10	205	299.758.836	1.048.682,84	1.049.778	925.636	-12%
D.11	206	916.229.500	2.968.014,07	2.823.976	2.683.109	-5%

Por esto y por la necesaria valoración del resto de parámetros, y del impacto que en cada tipo de consumidor tendría su modificación, es por lo que solicitamos un análisis y debate de **alternativas de inductores de asignación de costes** de las infraestructuras que busquen una imputación más acorde para cada tipología de cliente.

4. Valoración sobre el impacto de la Circular en los distribuidores

El **diseño de la Metodología** no es relevante exclusivamente cara a su repercusión en la factura del gas del consumidor final, sino que es igualmente **crítica para el futuro de los distribuidores**.

En la medida que la retribución de la actividad de distribución sigue vinculada a los puntos de suministro conectados y a la energía vehiculada, **la bondad o no de la metodología de peajes repercutirá directamente en los ingresos de los distribuidores.**

Un **incremento de los peajes**, como sucede para los industriales de menor consumo, podría provocar su **decisión de desconexión** de la red de distribución y suministro vía planta monocliente de menor coste para ellos, que inevitablemente conllevará una pérdida de ingresos para el distribuidor, a través de una **menor retribución por desarrollo de mercado**, componente propuesta en el borrador de circular de retribución de distribución.

Por el otro lado, la **implementación del contenido** de la metodología de peajes propuesta requiere necesariamente de la **modificación de los procesos y adaptación de los sistemas** de información actuales, cuyo coste no quedará íntegramente reconocido si atendemos nuevamente a la propuesta de circular de retribución de distribución (el opex reconocido será el promedio del año 2018-2020, mientras que el capex remunerado estará sometido a un límite máximo de variación).

Por lo tanto, **se urge a la Comisión a que el contenido de ambas Circulares esté coordinado y cualquier obligación impuesta a los distribuidores con implicaciones en costes tenga su correlativo reconocimiento retributivo adecuado.**

5. Consideraciones sobre el cumplimiento de las orientaciones de política energética

Consideramos que la propuesta de Circular **vulnera varios de los principios** establecidos en la disposición quinta de 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, en línea con lo manifestado en el propio Informe del Ministerio para la Transición Ecológica.

En concreto las orientaciones vulneradas son:

1. *“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.”*

Un análisis detallado de los impactos que provoca la Propuesta, más allá de los valores promedios mostrados en la página 138 y 139, evidencia la existencia de un **elevado número de consumidores industriales, más de 80.000** si consideramos los niveles de peajes del Grupo 3 y 2 actuales, **cuyos peajes se verán incrementados**.

Siendo para muchos de ellos, el gas un elemento fundamental de su cuenta de explotación, afectará gravemente a su competitividad, viéndose en su caso obligados a buscar alternativas, entre ellas, **la desconexión de la red de gasoductos y su sustitución por planta de GNL**, con el perjuicio que conllevará para el Sistema en cuanto a pérdida de ingresos, infrautilización de infraestructuras, incidiendo nuevamente en el incumplimiento de la orientación de política energética previamente mencionada. Conviene por lo tanto revisar los criterios de imputación de costes o búsquedas de medidas que alivien estas consecuencias no deseadas.

Un cambio de metodología como el propuesto exige por parte del regulador de un análisis extenso y profundo de los impactos que se derivarán para los consumidores y usuarios en particular y para la economía en general. Sin embargo, **la propuesta adolece de un estudio de impacto pertinente**, especialmente para la industria, motor de la economía y principal consumidor del sistema gasista, donde el coste energético es relevante y un elemento de su competitividad.

2. *“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 metodología propuesta contempla para la inyección en la red de gases no convencionales un **descuento del 50% en la facturación** por capacidad contratada. Más allá de las dudas interpretativas sobre el subyacente al que se debe aplicar este descuento (debiera ser sobre el peaje de entrada a la red local, pero la propuesta sólo se desarrollan los peajes de entrada-salida).

En nuestra opinión, un descuento del 50%, cuando **este tipo de proyectos de inversión no conlleva necesariamente costes para el sistema** y en la actualidad el valor del peaje

de inyección es nulo, resulta inadecuado para el cumplimiento de la orientación del Gobierno. Por lo tanto, se considera oportuno **mantener el peaje de inyección de gases no convencionales en red con valor cero.**

Igualmente consideramos que se debiera dar el **mismo tratamiento a las inyecciones en red de distribución que en red de transporte**, y preservar así el principio de no discriminación. Nuevamente, el tratamiento que la Circular otorga a este tipo de inyecciones no queda claro si es equivalente o no.