

**ALEGACIONES FORMULADAS POR NEDGIA S.A. ANTE LA COMISIÓN
NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA EN EL TRÁMITE DE
AUDIENCIA CORRESPONDIENTE AL EXPEDIENTE: CIR/DE/003/19**

AL PLENO DEL CONSEJO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA.

Expediente: CIR/DE/003/19

NEDGIA S.A., actuando en nombre propio y en su condición de sociedad matriz de las sociedades distribuidoras de gas natural del Grupo Naturgy, representada por Don Víctor Antonio Quesada Morales, en virtud del poder que ya consta acreditado en las presentes actuaciones, ante el Pleno del Consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) respetuosamente comparece, y como mejor proceda en Derecho, dice

Que por medio del presente escrito, presentado en el seno del procedimiento administrativo de elaboración de la circular por la que se establece la **metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural**, pasa a formular alegaciones **en el seno del trámite de audiencia**, de acuerdo con el siguiente.

ÍNDICE

(I) No existe ningún motivo que justifique la tramitación atropellada que se está haciendo de esta circular, y del resto de circulares con las que CNMC pretende diseñar un nuevo modelo de sector del gas.

(II) La falta de participación de los distribuidores y demás agentes interesados en el trámite de consulta previa previsto en el artículo 133 LPAC, determina la nulidad de la propuesta.

(III)

(IV) La propuesta de circular es nula, pues incumple las orientaciones de política energética aprobadas por el Ministerio para la Transición Ecológica.

(V) La propuesta es nula de pleno derecho, pues no respeta el reparto competencial establecido por el Real Decreto Ley 1/2019 entre CNMC y el Ministerio para la Transición Ecológica.

(VI) La propuesta es nula, pues el procedimiento seguido para su tramitación es contrario al principio de transparencia establecido por el artículo 129 de la Ley 39/2015.

(VII) El análisis que se contiene en la memoria sobre los impactos de la propuesta es incompleto e incorrecto.

(VIII) El plazo de audiencia concedido a los interesados es absolutamente insuficiente. Ya es conocido el criterio de esa comisión, consistente en no contestar las peticiones de ampliación de plazo que presentan los distintos operadores en la tramitación de las circulares que se han atribuido a su competencia por primera vez en este año 2019.

(IX) Valoración sustantiva global de la nueva metodología propuesta.

(X) La propuesta es nula, en la medida que contempla la posibilidad de reducir el importe de los peajes existiendo déficit pendiente de absorber en el sistema.

(XI) La propuesta es nula por ser discriminatoria y vulnerar el principio de proporcionalidad. Produce efectos radicalmente distintos en los diferentes segmentos de clientes.

(XII) La propuesta contiene importantes inconsistencias técnicas que es necesario corregir.

(XIII) La propuesta ocasiona un notable incremento de costes, al imponer un nuevo modelo de lectura mensual de los consumos de los clientes.

(XIV) Las reglas de transitoriedad de la propuesta no son claras. No se respeta la gradualidad exigida por el RDL 1/2019, ni se regula de manera armonizada con la transitoriedad que en su día se establezca en la circular de retribución.

(XV) El plazo establecido para que los distribuidores apliquen de manera efectiva los nuevos peajes es absolutamente insuficiente.

(XVI) Existe una serie de cuestiones que deben ser clarificadas para que el nuevo modelo de peajes pueda ser aplicado en la práctica.

(XVII) Existe una serie de costes que la nueva metodología no contempla que se recuperen con cargo a los peajes de regasificación. Además es preciso revisar el régimen del operador de mercado.

(XVIII) Reserva expresa de derechos y acciones.

I

NO EXISTE NINGÚN MOTIVO QUE JUSTIFIQUE LA TRAMITACIÓN ATROPELLADA QUE SE ESTÁ HACIENDO DE ESTA CIRCULAR, Y DEL RESTO DE CIRCULARES CON LAS QUE CNMC PRETENDE DISEÑAR UN NUEVO MODELO DE SECTOR DEL GAS.

La Memoria justifica la necesidad y urgencia de la Circular en base a la entrada en vigor el 31 de mayo de 2019 del Código de Red de tarifas de transporte de gas y la transferencia de competencias a la CNMC para la definición de la metodología de peajes de gas.

Si bien es cierto que la metodología propuesta está basada en una metodología de asignación de costes que en principio podría parecer más objetiva y transparente que la vigente, su contenido resulta rupturista con los peajes definidos en la actualidad, tanto en su concepción como en los resultados obtenidos, no siendo la alternativa seleccionada por la Comisión la única metodología que cumple con los principios generales perseguidos y con las orientaciones de política energética del Gobierno. Así, por ejemplo, observamos que la Circular propuesta se diferencia sustancialmente de la propuesta por la propia CNMC en su borrador de 2013.

Por este motivo, y considerando la relevancia de la materia y su incidencia para la economía a través de la factura de gas doméstica e industrial, se solicita que el análisis de los cambios propuestos sea sometido a una reflexión más pausada y exhaustiva con el fin de avanzar hacia una metodología que resulte lo menos perjudicial para usuarios y titulares de infraestructuras.

Consideramos que el análisis de impactos, especialmente el referido a la competitividad, es absolutamente insuficiente, cuando debería haber sido un componente fundamental en el proceso de elaboración de la Propuesta.

Por otra parte, el escaso tiempo que hemos tenido los agentes para el entendimiento y valoración de los cambios propuestos, apenas 2 meses incluido el mes de agosto, resulta del todo insuficiente, máxime si comparamos este plazo con los años que lleva la CNMC trabajando en su elaboración. Considerando que además la entrada del nuevo periodo regulatorio para gas se producirá a partir del año 2021, resulta conveniente iniciar un proceso más dilatado y abierto a los agentes para el debate de lo que debe ser la futura metodología de peajes.

El sector del gas se encuentra en equilibrio, y no presenta ninguna situación de déficit que haga necesaria tramitar esta propuesta y la propuesta de retribución de esta manera unilateral y atropellada, que resulta inmanejable para los agentes afectados y para los propios técnicos y consejeros de la CNMC.

II

LA FALTA DE PARTICIPACIÓN DE LOS DISTRIBUIDORES Y DEMÁS AGENTES INTERESADOS EN EL TRÁMITE DE CONSULTA PREVIA PREVISTO EN EL ARTÍCULO 133 LPAC, DETERMINA LA NULIDAD DE LA PROPUESTA.

Las compañías del sector del gas natural valoran de manera negativa que no haya existido un periodo de consultas y de trabajo coordinado entre la CNMC y los distribuidores (y demás agentes) previo a la publicación de la propuesta de Circular, con la finalidad principal de valorar los impactos que podrían producirse en el sistema gasista.

Una regulación ortodoxa exige esa colaboración y audiencia previas. Es a través de este trámite por el que se puede articular jurídicamente el debate, diálogo propio de un proceso de revisión regulatoria pausado, ordenado, y de escucha activa, siguiendo los procesos de

consulta pública de reguladores de referencia. Este fue el caso de su precedente «Propuesta de Circular x/2014, de X de XXXXXx, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes y cánones de acceso a las infraestructuras gasistas» que **sí llevó a cabo consulta pública previa** –concediéndole un plazo para remitir comentarios hasta el 8 de febrero de 2013- al desarrollo de la Circular.

Entonces la CNMC sostuvo que: «[e]sta Comisión considera que el establecimiento y revisión de la metodología de peajes y cánones de acceso debe ser un proceso transparente, en el que los agentes puedan participar activamente en su desarrollo. A partir de la consulta planteada, la CNE pretende conocer la opinión de los agentes sobre los principios generales, los criterios de imputación, las variables inductoras de los costes y las variables de facturación consideradas en el proceso de elaboración de la metodología asignativa de costes de acceso para establecer peajes y cánones» (vid. <https://www.cnmc.es/novedades/2013-01-31-se-amplia-el-plazo-de-la-consulta-publica-sobre-la-metodologia-para-asignar>).

Sin embargo, ahora, la CNMC ha decidido omitir tal trámite, sin motivo justificativo alguno.

Se observa además una ausencia de informes relevantes en el procedimiento. Así, no se ha emitido informe por parte de las Comunidades Autónomas o de las entidades locales cuando ostentan competencias sobre algunas materias de la distribución de gas natural (por ejemplo, para poder valorar la incidencia de la nueva estructura tarifaria en la tasa de ocupación).

Asimismo, el informe de la Secretaría de Estado de Energía previsto en el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero (en adelante, “Real Decreto-ley 1/2019”) que tiene una función específica, no exime a la CNMC de pedir informe a otros órganos de la Administración del Estado cuyas competencias se pueden ver afectadas. En este sentido, no han informado a los Ministerios de Economía y Empresa y de Hacienda cuando afecta a una actividad relevante en la economía nacional, ni, como hemos visto, se ha emitido un informe específico por parte de la Dirección de Competencia de la CNMC.

De modo particular, en este caso se ha omitido un trámite esencial, tanto para los reglamentos como para las disposiciones administrativas, que es la contenida en el artículo 133 Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas (en adelante, «LPAC»), que dispone:

«1. Con carácter previo a la elaboración del proyecto o anteproyecto de ley o de reglamento, se sustanciará una consulta pública, a través del portal web de la Administración competente en la que se recabará la opinión de los sujetos y de las organizaciones más representativas potencialmente afectados por la futura norma acerca de:

- a) Los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa.
- b) La necesidad y oportunidad de su aprobación.
- c) Los objetivos de la norma.
- d) Las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias.

[...]

4. Podrá prescindirse de los trámites de consulta, audiencia e información públicas previstos en este artículo en el caso de normas presupuestarias u organizativas de la Administración General del Estado, la Administración autonómica, la Administración local

o de las organizaciones dependientes o vinculadas a éstas, o cuando concurren razones graves de interés público que lo justifiquen.

Cuando la propuesta normativa no tenga un impacto significativo en la actividad económica, no imponga obligaciones relevantes a los destinatarios o regule aspectos parciales de una materia, podrá omitirse la consulta pública regulada en el apartado primero. Si la normativa reguladora del ejercicio de la iniciativa legislativa o de la potestad reglamentaria por una Administración prevé la tramitación urgente de estos procedimientos, la eventual excepción del trámite por esta circunstancia se ajustará a lo previsto en aquella».

Pues bien, en el presente caso no se ha llevado a cabo con carácter previo una consulta pública, a través del portal web de CNMC, con el fin de recabar la opinión de los sujetos y de las organizaciones más representativas, cuando no concurren ninguna de las circunstancias eximentes dispuestas en la Ley, pues:

- i. no se trata de una norma presupuestaria u organizativa de la Administración General del Estado, la Administración autonómica, la Administración local o de las organizaciones dependientes o vinculadas a éstas;
- ii. no concurren razones graves de interés público que lo justifiquen;
- iii. tampoco es predicable «urgencia» en la tramitación, ya que, por el contrario la propia Disposición final tercera, apartado 2, del Real Decreto-ley 1/2019, dispone que tanto el Gobierno como la CNMC aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de acceso “con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual”. Y añade que “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”.

Sin embargo, la norma sí tiene un impacto significativo en la actividad económica e impone obligaciones relevantes a los destinatarios por lo que es evidente que es necesario tal trámite.

La omisión de este trámite esencial es equiparable a la omisión del procedimiento; una exigencia que los tribunales han considerado de orden constitucional.

De hecho, la no participación de los ciudadanos en el procedimiento de elaboración de reglamentos determinará la nulidad de pleno derecho de la norma. A tal respecto, la **Sentencia del Tribunal Superior de Justicia de Navarra, (Sala de lo Contencioso-Administrativo, Sección 1ª) núm. 88/2019, de 10 abril (Recurso contencioso-administrativo núm. 307/2018)**, ha señalado:

«la inobservancia del trámite de consulta previa no puede ser suplantada por la publicación posterior y sometimiento a información pública [...], pues la consulta pública previa es un trámite anterior y distinto a estos, que pretende cumplir con el objetivo constitucional de lograr la participación ciudadana en la elaboración de las normas

recabando con carácter previo a la elaboración la opinión de ciudadanos y empresas acerca de los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa, la necesidad y oportunidad de su aprobación, los objetivos de la norma y las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias.

Así mismo, la omisión de la consulta pública, no es susceptible de subsanación, porque tiene la condición de requisito procedimental preceptivo en orden a permitir la participación ciudadana y ha de realizarse con carácter previo a la elaboración de la ley o del reglamento quedando sin finalidad si se tramita una vez aprobada la norma. La consulta previa sólo tiene sentido antes de la elaboración de la ley o del reglamento para facilitar que los potenciales destinatarios realicen aportaciones sobre la misma.

Finalmente es irrelevante que la omisión del trámite no haya causado indefensión al sindicato recurrente, que participó en la Mesa sectorial porque es un trámite preceptivo y su incumplimiento acompaña nulidad de pleno derecho de la Orden Foral 51/2018, de 7 de junio por las razones que se han expuesto».

De lo que precede cabe colegir que no es posible continuar con el procedimiento de elaboración de la Circular por haber infringido lo dispuesto en el artículo 133 de la LPAC.

Adviértase que el cumplimiento del artículo 133 de la LPAC podría haber evitado el enorme perjuicio que se ha ocasionado con la mera publicación de la propuesta de Circular. Si se hubiera consultado previamente al sector de distribución de gas natural sobre «*los problemas que se pretenden solucionar con la iniciativa, la necesidad y oportunidad de su aprobación, los objetivos de la norma, las posibles soluciones alternativas regulatorias y no regulatorias*» se habría dado pie a entablar el debate más relevante que suscita la propuesta de Circular: los impactos de la Circular y las posibles alternativas en la estructuración y reparto de los peajes.

Esta disposición legal tiene particular sentido en un sector regulado en el que la proporcionalidad de la medida, su necesidad y la existencia de soluciones más idóneas son un aspecto primordial de la regulación y debería ser la primera preocupación de un regulador que quiera velar con objetividad por el interés general, la transparencia y por la proporcionalidad y adecuación de sus medidas. El perjuicio ocasionado es insubsanable, como también lo es probablemente el defecto procedimental cometido.

En definitiva, todos los defectos formales invocados, si no llegaran a ser subsanados, acarrearían la nulidad de la Circular.

III

IV

LA PROPUESTA DE CIRCULAR ES NULA, PUES INCUMPLE LAS ORIENTACIONES DE POLÍTICA ENERGÉTICA APROBADAS POR EL MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA.

La propuesta de Circular incumple 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 concreto las orientaciones no cumplidas son:

- 1.

2. *“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, evidencia la existencia de un elevado número de consumidores industriales, 79.525, cuyos peajes se verán incrementados (dato obtenido de la valoración de impactos en términos promedio del Cuadro 91 de la Memoria, correspondiente a los clientes de los grupos tarifarios D.4 a D.8). Siendo para muchos de ellos el gas un elemento fundamental de su cuenta de resultados, afectará significativamente a su competitividad, viéndose en su caso obligados a buscar alternativas, entre ellas, la desconexión de la red de gasoductos y su sustitución por plantas de GNL u otras alternativas energéticas más contaminantes, 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.

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 esencial de su competitividad.

3. *“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 distribución de gases no convencionales un descuento del 50% en la facturación por capacidad contratada. Al respecto conviene hacer las siguientes observaciones:

1. 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.
2. El hecho de que la regulación europea no permita la reducción del término fijo de inyección en un 100% aplica solo sobre los peajes de transporte, pero las redes locales no están sometidas al Código de Tarifas de Red. Por tanto, y a efectos de posibilitar un incentivo a los gases renovables y cumplir con la orientación de política energética, considerando por otra parte que la conexión de este tipo de proyectos no implica costes para el sistema, lo lógico sería que se mantenga el actual descuento del 100% sobre los peajes de acceso a redes locales.

V

LA PROPUESTA ES NULA DE PLENO DERECHO, PUES NO RESPETA EL REPARTO COMPETENCIAL ESTABLECIDO POR EL REAL DECRETO LEY 1/2019 ENTRE CNMC Y EL MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA.

La propuesta de Circular desarrolla aspectos que vulneran el marco competencial instaurado tras la aprobación del Real Decreto Ley 1/2019, en relación con las siguientes competencias:

- **Criterios de facturación.** El borrador de Circular introduce cambios relevantes en la metodología en aspectos como la periodicidad de la facturación, la aplicación de penalizaciones por exceso de capacidad demandada, o los criterios de reubicación y refacturación, estrechamente ligados al proceso de medición, competencia claramente reservada al Ministerio. Dada la relevancia de tener unos criterios claros, y una normativa no confusa, se solicita reflexión sobre los cambios propuestos como se expone en otros apartados, y coordinación en su desarrollo por parte de ambos reguladores.
- **Proceso de liquidaciones:** A tenor de lo establecido en la Ley 3/2013 se considera que el proceso de liquidación de peajes es competencia ministerial.

Es crítico que el nuevo mapa competencial sea desarrollado de forma coordinada por Comisión y Ministerio, siendo imprescindible evitar la confusión entre los agentes, tanto para las empresas reguladas encargadas de su aplicación, como para los usuarios sobre los criterios a los que atenerse, siendo deseable una revisión global sobre qué aspectos siguen estando en vigor, cuáles han de actualizarse y sobre quién es el responsable de su definición.

VI

LA PROPUESTA ES NULA, PUES EL PROCEDIMIENTO SEGUIDO PARA SU TRAMITACIÓN ES CONTRARIO AL PRINCIPIO DE TRANSPARENCIA ESTABLECIDO POR EL ARTÍCULO 129 DE LA LEY 39/2015.

El artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, "**Ley 3/2013**") tal y como ha sido redactado por el Real Decreto-ley 1/2019, exige que la metodología que se establezca debe ajustarse a "*criterios de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación*".

El principio de transparencia es uno de los principios de buena regulación protegidos por el artículo 129 de la Ley 39/2015 ("*En aplicación del principio de transparencia, las Administraciones Públicas posibilitarán el acceso sencillo, universal y actualizado a la normativa en vigor y los documentos propios de su proceso de elaboración, en los términos establecidos en el artículo 7 de la Ley 19/2013, de 9 de diciembre, de transparencia, acceso a la información pública y buen gobierno; definirán claramente los objetivos de las iniciativas normativas y su justificación en el preámbulo o exposición de motivos; y posibilitarán que los potenciales destinatarios tengan una participación activa en la elaboración de las normas.*"). Y la propia Circular incluye a la transparencia entre sus principios generales. Sin embargo, a lo largo de la propuesta de Circular se observa una flagrante falta de información y de datos que vulneran el principio de transparencia.

El informe del Ministerio para la Transición Ecológica pone de manifiesto en múltiples pasajes la falta de datos, de análisis y de evaluaciones (por ejemplo, la metodología propuesta por la CNMC no incluye ninguna comparación internacional con los peajes de nuestro entorno), o alude a la atenuación de los impactos reales que se ocasionan a determinados consumidores como consecuencia del empleo por parte de la CNMC de valores promedios que suavizan los perjuicios que pueden causarse a determinados usuarios. Estos elementos consideramos que son esenciales en cualquier propuesta regulatoria.

Así, en primer lugar, genera subvenciones cruzadas entre actividades reguladas o discriminaciones vetadas por la ley (vid. artículo 62 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos). Precisamente, una de las funciones de la CNMC, según los artículos 41.1.f) de la Directiva 2009/73/CE y 7.3 de la Ley 3/2013, es velar por que no haya subvenciones cruzadas entre las actividades de transporte, distribución, almacenamiento, GNL y suministro, por lo que la falta de información en este aspecto es especialmente trascendente porque impide enjuiciar la conformidad a Derecho de la actuación del regulador.

Por otro lado, la valoración de los impactos de la propuesta de Circular se realiza, en diversas ocasiones, utilizando valores promedios y no individualizados, lo que tiene un impacto evidente en la transparencia y certeza de la propuesta de peajes. Así sucede, por ejemplo, en los siguientes aspectos:

- i. La propuesta de peajes de red local, que afecta a los consumidores conectados a redes de distribución, transporte primario y transporte secundario y que ha eliminado la clasificación por presiones (actuales grupos 2 y 3) y mantiene solamente una clasificación por niveles de consumo, se basa en datos medios históricos;
- ii. La propuesta de peajes para consumidores pequeños se basa en costes medios;
- iii. el impacto calculado en la Memoria que se ocasiona a los consumidores industriales no conectados a la red troncal, a los que actualmente se les aplican los peajes Grupo 2 (presión de suministro entre 4 y 60 bar), es inferior al real, porque la CNMC está utilizando el incremento medio que incluye tanto consumidores a presiones de menos de 4 bar (peaje 3.5) como los consumidores a más de 4 bar (peaje 2.2);

Por otra parte, basta leer el contenido de la circular que nos ocupa, y su extensa memoria, para constatar que en su proceso de elaboración se ha dispuesto de un amplio conjunto de información y documentos, que sin embargo no se han puesto a disposición de los interesados en el momento de acordar la apertura del trámite de información pública.

Y basta acceder a la sede electrónica de ese organismo para constatar que los únicos documentos que se han puesto a disposición de los interesados en este trámite de audiencia, han sido la propia propuesta de circular y su memoria.

Siendo que la sede electrónica ha sido el medio elegido por ese organismo para abrir el trámite de información pública, dicha información y documentación debería haberse puesto a disposición de los interesados en ese mismo momento y por ese mismo medio, en los términos previstos en el **artículo 53 de la ley 39/2015**.

Con ello, una vez más, la actuación del órgano encargado de la tramitación de este procedimiento ha privado a los interesados de la posibilidad de formular alegaciones en el seno del trámite de audiencia en las condiciones previstas por la legislación vigente, que como queda dicho, exige la puesta a disposición de los interesados de toda la información y

documentación tenida en cuenta en su proceso de elaboración. En consecuencia, se vicia de pleno derecho uno de los trámites cuyo respeto es esencial para que la propuesta normativa pueda ser aprobada.

VII

EL ANÁLISIS QUE SE CONTIENE EN LA MEMORIA SOBRE LOS IMPACTOS DE LA PROPUESTA ES INCOMPLETO E INCORRECTO.

7.1.- La extensa Memoria de la propuesta de Circular de peajes hace una referencia totalmente insuficiente al impacto económico y sobre la competencia de dicha propuesta.

A pesar de los significativos impactos que puede producir la propuesta de peajes sobre la economía, la competencia y la competitividad de los diferentes agentes del mercado, no existe en el expediente de tramitación un informe específico elaborado por la Dirección de Competencia de la CNMC. A tales efectos, el hecho de que la propuesta de Circular haya de ser aprobada por el Pleno del Consejo de la CNMC, en cuyo seno se incluyen expertos en competencia, no exime a la CNMC de someter su propuesta de peajes a un informe que analice en profundidad cuáles son los impactos económicos, presupuestarios, sobre la competencia y la competitividad, y que determine si con dicha propuesta se logra la debida recuperación de los costes de cada actividad.

En relación con el análisis de competencia y competitividad, la Memoria se limita a indicar someramente que “[l]a metodología de peajes propuesta no tendrá impactos sobre la competencia interna, en la medida en que los consumidores de las mismas características deberán hacer frente a los mismos peajes por el uso de las redes de transporte y distribución”. Y añade que “en la medida en que, como resultado de la metodología propuesta, se produce, con carácter general, una reducción de la factura de los consumidores, se estima que podría tener un impacto beneficioso sobre las industrias sometidas a competencia internacional y, en particular, en las más intensivas en el uso del gas natural, que verán reducido su coste antes de impuestos en, aproximadamente, entre 1 y 1,5 €/MWh” (cfr. página 142 de la Memoria).

Este análisis es insuficiente y excesivamente simplista y no se apoya en ningún estudio o análisis en profundidad, ni en ningún dato o justificación que avale estas afirmaciones tan generalistas. Pero, además, lo que se expresa en la Memoria no se ajusta a la realidad. No es cierto que se produzca una reducción en la factura de todos los consumidores. Al menos, no ocurre así en consumidores que representan un 40%¹ de la demanda total.

En efecto, en el caso particular de los consumidores industriales, los principales beneficiados de la separación de los peajes de la red troncal respecto al resto de gasoductos de transporte son los grandes consumidores conectados a la red troncal que obtienen un ahorro en el entorno de 1 €/MWh.

Sin embargo, los consumidores industriales no conectados a la red troncal, a los que actualmente se les aplican los peajes Grupo 2 (presión de suministro entre 4 y 60 bar) tendrán incrementos en sus peajes (en 2018 se encontraban en esta categoría 3.665 clientes que consumían 125 TWh, un 40% de la demanda total²).

¹ Dato extraído del Informe del Ministerio para la Transición Ecológica emitido por la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la propuesta de Circular de peajes (vid. pág. 14)

² Información extraída del Informe del Ministerio para la Transición Ecológica emitido por la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la propuesta de Circular de peajes (vid. pág. 14)

Además, es destacable que algunos de estos consumidores a los que se les incrementa el peaje son centros públicos como es el caso de hospitales, colegios, universidades, etc., tanto privados como públicos sin que, como veremos, se haya realizado un estudio específico sobre el impacto que ello podría tener sobre los Presupuestos Generales del Estado.

A modo de ejemplo y como muestra la propia circular de la CNMC, el consumo medio de un hospital se estima sobre los 12 GWh/año. **El sobrecoste que un hospital público debería soportar por el cambio de tarifas se estima en torno a los 58.000 € en el año 2020.**

Así lo ha constatado el propio Ministerio para la Transición Ecológica en el informe emitido por la Dirección General de Política Energética y Minas sobre la propuesta de Circular de peajes. Según dicho informe:

“El impacto de la metodología propuesta para los consumidores industriales es dispar. Mientras que los peajes de transporte aplicados a consumidores conectados a la red troncal (grandes industrias y ciclos combinados) experimentan reducciones significativas, se incrementan los peajes de red local aplicados a consumidores industriales conectados a la red primaria no troncal o a la red de transporte secundaria. Este hecho, aparte de reducir la competitividad de las empresas, puede inducir a la desconexión de consumidores de la red de transporte y su sustitución por GNL transportado por carretera mediante cisternas” (cfr. página 4; subrayado nuestro).

En lo que se refiere al análisis de impacto económico, la Memoria reconoce que su análisis es de mínimos (cfr. página 137) y que incluso *“no es posible valorar cuál será el impacto de la diferente asignación entre entradas y salidas que resulta de la metodología, en la medida en que son los comercializadores los que trasladan el coste de los peajes de regasificación y entrada a los consumidores finales. Por otra parte, el impacto sobre los distintos colectivos de consumidores finales que resulte de la metodología de la CNMC dependerá de la metodología de asignación de los cargos que defina el Gobierno”*.

7.2.-

7.3.- La propuesta carece de un análisis o valoración del impacto presupuestario y de cargas administrativas de la norma y tampoco analiza la alteración de los flujos económicos en determinados impuestos.

Con arreglo al artículo 26.3, apartados d) y f) de la Ley del Gobierno, toda propuesta reglamentaria ha de incluir un análisis del impacto económico y presupuestario de la norma, que evaluará las consecuencias de su aplicación sobre los sectores, colectivos o agentes afectados por la norma, incluido el efecto sobre la competencia, la unidad de mercado y la competitividad y su encaje con la legislación vigente en cada momento sobre estas materias. Este análisis ha de incluir la realización del test Pyme de acuerdo con la práctica de la Comisión Europea (test que no consta se haya efectuado por la CNMC).

Asimismo, se exige la identificación de las cargas administrativas que conlleva la propuesta, cuantificándose el coste de su cumplimiento para la Administración y para los obligados a soportarlas con especial referencia al impacto sobre las pequeñas y medianas empresas.

En el caso que nos ocupa, no existe un análisis presupuestario de la Circular, ni tampoco el análisis de las cargas administrativas que ésta supondrá, lo que ya puede ser causa suficiente para declarar la nulidad de la Circular que se apruebe.

VIII

EL PLAZO DE AUDIENCIA CONCEDIDO A LOS INTERESADOS ES ABSOLUTAMENTE INSUFICIENTE. YA ES CONOCIDO EL CRITERIO DE ESA COMISIÓN, CONSISTENTE EN NO CONTESTAR LAS PETICIONES DE AMPLIACIÓN DE PLAZO QUE PRESENTAN LOS DISTINTOS OPERADORES EN LA TRAMITACIÓN DE LAS CIRCULARES QUE SE HAN ATRIBUIDO A SU COMPETENCIA POR PRIMERA VEZ EN ESTE AÑO 2019.

La audiencia es un derecho esencial de todo interesado en un procedimiento administrativo, que se reconoce tanto en el Título VI de la Ley 39/2015 como en la propia Constitución (artículo 105).

Como ya se ha puesto de manifiesto previamente, hasta la publicación de la propuesta de Circular en la página web de la CNMC, ni SEDIGAS, ni ningún distribuidor individualmente, han tenido acceso a la propuesta de nueva metodología de peajes. Tampoco ha existido ningún grupo de trabajo previo entre la CNMC y los distribuidores gasistas que permitiera adelantar el conocimiento de la norma que se somete a audiencia.

Además, se trata de un texto complejo, con una Memoria de 256 páginas, que exige realizar diversos análisis de impactos. Adicionalmente, es ineludible coordinar el análisis de esta propuesta de peajes, con el análisis de la propuesta de metodología retributiva que todavía se encuentra en tramitación.

Por todo ello, consideramos que el plazo que se ha concedido a los interesados para evaluar la propuesta y efectuar alegaciones no permite cumplimentar un trámite de audiencia con todas las garantías, y por ello el procedimiento seguido para su tramitación presenta un vicio de nulidad de pleno derecho.

IX

VALORACIÓN SUSTANTIVA GLOBAL DE LA NUEVA METODOLOGÍA PROPUESTA

Los principios generales de la metodología, enunciados tanto en el apartado 3 de la Circular como en el apartado 2 de la Memoria, podrían parecer adecuados en una primera lectura. Sin embargo, se evidencian ciertas inconsistencias entre la metodología propuesta y algunos de los principios generales que la anteceden.

a)

b) Eficiencia. Los peajes calculados con la metodología de la presente Circular, deberían asignar 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 Comisión ha optado por eliminar la componente de nivel de presión en la metodología de asignación de costes, lo cual induce que de facto existan subvenciones cruzadas, en la medida que los clientes conectados a presiones superiores pagarían el coste de infraestructuras que no utilizan.

c) 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.

No ha sido posible reproducir los cálculos de la Memoria debido a que no se facilita toda la información necesaria para ello, y a que existen errores y dudas razonables en la interpretación de la misma.

Adicionalmente, en la Disposición transitoria tercera de la Circular se menciona que de acuerdo con el RD 1/2019 existirá un período de transición, pero no se especifican reglas suficientes al respecto. Solo se menciona explícitamente el período de transición en el apartado correspondiente al peaje por otros costes de regasificación.

Finalmente, el hecho de que la Memoria presente una valoración de impactos en términos promedio da una imagen sesgada del impacto de los nuevos peajes sobre los clientes finales.

d) No se respeta el principio de no discriminación entre los usuarios de las infraestructuras con las mismas características, ya estén localizados en el territorio nacional o fuera del territorio nacional.

Los clientes conectados a la red troncal de transporte se verán beneficiados respecto de los conectados a cualquier punto de las redes locales, ya que evitarán el pago del peaje de acceso a las mismas. Además, como se detallará más adelante, los impactos para distintos colectivos de clientes son radicalmente distintos y por ende discriminatorios.

e) La metodología de asignación debería promover la **competencia** y el **comercio eficiente** de gas.

El impacto relevante sobre clientes industriales afectará a su competitividad frente a otros países del entorno, aspecto que no se ha analizado en el capítulo de valoración de impactos de la Memoria, que solo parece preocuparse por la competitividad de las plantas de regasificación.

De facto, lo que se promueve es la competitividad de las plantas de GNL monocliente frente al gas suministrado desde la red, lo cual es contrario a la eficiencia por impulsar el desarrollo de infraestructuras redundantes.

X

LA PROPUESTA ES NULA, EN LA MEDIDA QUE CONTEMPLA LA POSIBILIDAD DE REDUCIR EL IMPORTE DE LOS PEAJES EXISTIENDO DÉFICIT PENDIENTE DE ABSORBER EN EL SISTEMA.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, establece en su Artículo 59. Sostenibilidad económica y financiera:

“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 en su Artículo 61. Desajustes temporales entre ingresos y costes del sistema establece que “En todo caso, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores, los peajes y cánones no podrán ser revisados a la baja.”

La propuesta de Circular plantea una reducción de peajes desde el propio año 2020, con una senda poco clara de evolución durante el período transitorio citado en el apartado 9 de la Memoria. Nuestro entendimiento es que esta reducción de peajes no sería compatible con la Ley 18/2014 mientras siga existiendo déficit pendiente de compensar por el sistema.

XI

LA PROPUESTA ES NULA POR SER DISCRIMINATORIA Y VULNERAR EL PRINCIPIO DE PROPORCIONALIDAD. PRODUCE EFECTOS RADICALMENTE DISTINTOS EN LOS DIFERENTES SEGMENTOS DE CLIENTES.

11.1.- Los efectos de la propuesta de Circular son discriminatorios y desproporcionados: unos clientes experimentan reducciones muy sustanciales de sus peajes, como ocurre con los domésticos de menor consumo, y otros salen muy perjudicados, en particular los clientes de alto consumo como las Pymes, salas de calderas centralizadas y gasineras, entre otros.

En primer lugar hemos de hacer notar que los actuales peajes, tanto en su estructura como en su nivel de precios, los cuales llevan en vigor desde el año 2013, con pequeños ajustes, han sido sobradamente eficientes en dos sentidos:

- Competitividad: Los actuales peajes se han mostrado competitivos, y ejemplo de ello es que han permitido el desarrollo del gas natural en España durante los últimos años, consiguiendo la penetración de esta energía hasta los casi 1.800 municipios y cerca de 8 millones de clientes, desplazando energías mucho más contaminantes y menos eficientes económicamente.
- Sostenibilidad: Los actuales peajes han recuperado año tras año los ingresos necesarios para retribuir los costes del sistema, e incluso han posibilitado recaudar parte del déficit que se acumuló antes de 2014.

Por tanto, dado que los actuales peajes se han demostrado competitivos y sostenibles, se pone en cuestión lo oportuno de la propuesta de modificación con un cambio tan radical que pone en peligro ambas virtudes, como se demuestra numéricamente más adelante.

Como se puede comprobar en dichos cálculos, que figuran a continuación, la propuesta, de aplicarse como está definida, supondrá incrementos de costes en la componente de peajes regulados para algunos clientes cercanos al 300%, o reducciones de más del 50% en otros, algo insólito en cualquier sector, máxime si se produce en un mercado regulado como es el de la distribución de gas, y sin ninguna medida de progresividad que ayudase a la adaptación de los clientes afectados.

En este sentido, se echa en falta que la Memoria que acompaña a la Circular incluyese un análisis detallado de los efectos en cada uno de los clientes que se verán afectados por esta nueva metodología como, por otra parte, es práctica habitual en cualquier proceso de modificación o desarrollo regulatorio.

La Memoria exclusivamente hace una somera valoración del impacto en cliente medio por nuevo rango de consumo, sin tener en cuenta las importantes dispersiones existentes en la aplicación de los nuevos peajes a los distintos colectivos, como por ejemplo cómo quedan afectados los clientes con los nuevos peajes respecto de los actuales rangos de presión, que es la situación de la que parten los clientes actuales.

La propuesta no incluye un estudio de este tipo que pudiese llegar a demostrar que esta nueva metodología supondría un equilibrio entre los distintos agentes del mercado. No se incluye en ella ni un análisis de impacto a la competitividad de los sectores afectados por las subidas, cercano a los 80.000 clientes, que con seguridad tomaron decisiones de inversión en el pasado para conectarse al suministro de gas natural con unas reglas que les cambian radicalmente ahora. Parte de estos clientes son Pymes, componente muy relevante del tejido productivo del país, las cuales verán muy mermadas sus posibles inversiones futuras, y muy probablemente su sostenibilidad y competitividad respecto de las inversiones ya realizadas por esta apresurada decisión de modificación de las reglas de mercado.

Por otra parte, no se encuentra ni en la propuesta ni en la memoria, ningún análisis referido a la elasticidad al precio de los mercados a los cuales está afectando la propuesta. En ausencia de ellos, no se entienden las bajadas de precios tan acusadas a ciertos colectivos, sin otra justificación que la aplicación de un procedimiento que, si bien considera inicialmente metodologías ortodoxas de asignación de costes, al final del ejercicio, implica transferencias de costes entre clientes, al aplicar ajustes arbitrarios que desvirtúan el resultado final.

Tanto es así que la arbitrariedad en los ajustes tanto para intentar suavizar discontinuidades en los clientes de consumo inferior a 5 GWh como en la mezcla de todos los clientes independientemente de su nivel de presión de suministro, deviene en una solución de subvenciones cruzadas entre los distintos colectivos que deja sin sentido el buen principio de “causalidad” sobre el que se construyen.

Otro factor que induce efectos desafortunados sobre los clientes son las discontinuidades existentes en los grupos D.1 a D.6. La siguiente tabla muestra el impacto porcentual sobre el coste de los peajes que representa consumir 1 kWh más o menos para los clientes que se encuentren en la frontera entre dos grupos tarifarios.

Impacto de las discontinuidades en clientes en la frontera entre grupos tarifarios

Grupo Tarifario	Consumo (kWh-año)	Nuevo peaje (€/MWh)	Variación (%)
D.1	3.000	21,6	
D.2	3.001	33,7	56%
D.2	15.000	23,2	
D.3	15.001	30,8	33%
D.3	50.000	21,9	
D.4	50.001	30,9	41%
D.4	300.000	20,0	
D.5	300.001	28,7	44%
D.5	1.500.000	20,0	
D.6	1.500.001	22,2	11%

Fuente: cálculos propios a partir de los peajes del año 2020 que figuran en la Memoria.

En definitiva, los cambios propuestos suponen variaciones de costes, al alza y a la baja, muy por encima de lo razonable, y que de aplicarse supondrán impactos desmesurados sobre los clientes, con sus consecuentes, y no suficientemente evaluados por parte de la CNMC, impactos sobre la economía del sector gasista y en general sobre la economía del país.

11.2.- La nueva metodología perjudica de manera notable a las gasinerías, a los agentes interesados en inyectar gas renovable en las redes, a las salas de calderas de las comunidades de propietarios y a las pymes, que no han podido anticipar este incremento de coste.

La propuesta de Circular plantea impactos negativos en los peajes que deberán pagar el gas renovable inyectado en las redes locales, las salas de calderas y las pymes, como se detallará más adelante en las presentes alegaciones. Se trata de impactos que no habrían podido ser previstos de ninguna manera.

Con la redacción dada en la propuesta de Circular no es posible que los agentes interesados en inyectar biometano conozcan con razonable certeza cuál es el peaje a abonar por este servicio. Extremo que comparte el Ministerio para la Transición Ecológica quien en su Informe sobre la propuesta de Circular de peajes señalaba que: «sería deseable que la propuesta de circular incorporase suficiente predictibilidad a los agentes interesados en inyectar biometano a la red, anticipando el peaje a abonar por este servicio sin que sea necesario recurrir a la metodología

CWD, compleja y no reproducible por los agentes» (vid. pág 17 del Informe del Ministerio para la Transición Ecológica).

Por su parte, las pymes afectadas por el cambio de los peajes deberán analizar la viabilidad de sus negocios en escenarios que nunca habrían podido anticipar, lo cual inducirá una sensación de falta de confianza y afectará a la estabilidad económica y al mantenimiento del empleo.

11.3.- Si se compara numéricamente, los peajes actuales con el efecto que produciría la aplicación de la propuesta de nuevos peajes, quedan demostradas empíricamente las afirmaciones que han quedado expuestas en los apartados anteriores.

La Memoria expone en el capítulo VIII una valoración de impactos sobre los consumidores de gas basada en términos promedio, lo cual no refleja adecuadamente el impacto real sobre los clientes.

A continuación se muestra una tabla que reproduce los valores presentados en la Memoria para el año 2020, comparando los peajes vigentes con la suma de peajes de otros costes de regasificación, entrada y salida de transporte, y salidas de redes locales.

Impacto promedio global sobre los clientes finales

Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
D.1	4.930.219	3.446.838	1,4	51,65	24,35	-27,31	-53%
D.2	28.247.635	4122183	6,9	33,84	26,30	-7,54	-22%
D.3	6.747.385	313.544	21,5	27,01	26,97	-0,05	0%
D.4	6.294.295	52.917	118,9	22,64	23,27	0,63	3%
D.5	12.961.077	21.564	601,1	15,61	23,26	7,64	49%
D.6	8.158.213	3.185	2.561,4	12,20	17,93	5,73	47%
D.7	9.984.972	1.151	8.675,0	6,32	10,50	4,19	66%
D.8	18.832.949	708	26.600,2	5,44	6,30	0,86	16%
D.9	27.566.254	331	83.281,7	4,62	4,40	-0,21	-5%
D.10	50.057.661	168	297.962,3	4,11	4,04	-0,07	-2%
D.11	167.664.888	103	1.627.814,4	3,92	3,87	-0,06	-1%

Fuente: reproducción mediante cálculos propios del cuadro 91 de la Memoria

Sin embargo, al promediar tanto los peajes actuales como los resultantes de la nueva metodología, los resultados no representan fielmente la variación de peajes para cada segmento de clientes.

Para tener una adecuada visión general del impacto sobre los clientes, hemos realizado una comparativa por peaje actual, tomando las cifras de número de clientes y capacidad por nivel de presión del cuadro I.16, en la página 170 de la Memoria. Los resultados se muestran a continuación.

Impacto clientes ≤ 4 bar

Peaje actual	Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
3.1	D.1	4.834.594	3.374.217	1,4	52,0	24,4	-27,6	-53%
3.2	D.2	27.775.202	4.050.250	6,9	34,1	26,3	-7,7	-23%
3.2	D.3	6.637.926	308.590	21,5	27,2	27,0	-0,2	-1%
3.3 y 3.4	D.4	6.118.873	51.820	118,1	22,8	23,3	0,6	3%
3.4	D.5	12.071.091	20.502	588,8	16,2	23,4	7,2	45%
3.4	D.6	5.442.499	2.383	2.283,9	14,9	18,7	3,7	25%
3.5	D.7	3.328.091	412	8.077,9	7,6	10,7	3,1	41%
3.5	D.8	2.552.977	101	25.277,0	6,8	6,3	-0,5	-7%
3.5	D.9	552.221	8	69.027,6	6,0	4,2	-1,8	-30%

Fuente: cálculos propios

Como se puede observar, en los tramos de menor consumo, que se corresponden con los grupos tarifarios D.1, D.2 y D.3, así como en los grupos D.8 y D.9, se producen disminuciones muy relevantes del coste de los peajes. Sin embargo, en el D.5 y el D.8 hay un incremento sustancial respecto de los peajes actuales.

Impacto clientes ≤ 4 bar en planta satélite

Peaje actual	Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
3.1	D.1	95.619	72.566	1,3	33,09	24,0	-9,1	-28%
3.2	D.2	472.111	71.908	6,6	21,35	25,7	4,4	20%
3.2	D.3	106.504	4.890	21,8	16,81	26,0	9,2	55%
3.3 y 3.4	D.4	112.739	789	142,9	15,37	21,5	6,1	40%
3.4	D.5	236.549	299	791,1	11,34	21,1	9,8	86%
3.4	D.6	113.376	36	3.149,3	10,68	16,0	5,3	49%
3.5	D.7	113.666	8	14.208,3	2,84	8,9	6,0	212%
3.5	D.8	45.033	1	45.033,0	2,79	5,5	2,7	97%

Fuente: cálculos propios

Los peajes aplicables a los clientes de baja presión alimentados por planta satélite experimentan unos incrementos muy notables, con la única excepción de los D.1.

Impacto clientes entre 4 y 16 bar

Peaje actual	Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
2.1	D.1	6	54	0,1	27.898,71	87,24	27.811,47	-100%
2.1	D.2	311	24	13,0	141,71	23,60	-118,11	-83%
2.1	D.3	2.714	58	46,8	84,30	22,18	-62,12	-74%
2.1	D.4	61.272	298	205,6	24,91	20,96	-3,95	-16%
2.2	D.5	642.530	752	854,4	6,79	21,67	14,88	219%
2.2	D.6	2.531.223	745	3.397,6	6,54	16,45	9,90	151%

2.3	D.7	6.278.189	698	8.994,5	5,70	10,36	4,66	82%
2.3	D.8	15.447.273	573	26.958,6	5,24	6,29	1,06	20%
2.4	D.9	24.884.816	298	83.506,1	4,60	4,40	-0,19	-4%
2.5	D.10	36.570.578	122	299.758,8	4,08	3,96	-0,12	-3%
2.6	D.11	12.827.213	14	916.229,5	3,72	3,42	-0,30	-8%

Fuente: cálculos propios

Los clientes conectados a redes de presiones de diseño entre 4 y 16 bar experimentan incrementos muy relevantes en sus peajes, a excepción de los actuales 2.1, que son poco representativos, y los de más alto nivel de consumo (D.9, D.10 y D.11).

Impacto clientes entre 16 y 60 bar

Peaje actual	Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
2.1	D.1							
2.1	D.2							
2.1	D.3	39	1	39,0	224,73	23,00	-201,74	-90%
2.1	D.4	495	2	247,5	25,98	20,42	-5,56	-21%
2.2	D.5	9.738	10	973,8	8,37	21,21	12,84	154%
2.2	D.6	64.618	19	3.400,9	5,74	16,44	10,71	187%
2.3	D.7	237.888	30	7.929,6	6,43	11,97	5,54	86%
2.3	D.8	670.101	29	23.106,9	5,44	6,54	1,10	20%
2.4	D.9	1.538.611	17	90.506,5	4,67	4,46	-0,21	-5%
2.5	D.10	7.468.368	25	298.734,7	4,23	4,06	-0,17	-4%
2.6	D.11	23.549.353	18	1.308.297,4	3,76	3,45	-0,32	-8%

Fuente: cálculos propios

El impacto para los clientes conectados a redes entre 16 y 60 bar es muy similar al indicado para los clientes entre 4 y 16 bar.

Impacto clientes más de 60 bar

Peaje actual	Peaje Circular	MWh/año Sistema	Número de clientes	Consumo medio del grupo (MWh/año)	Coste peaje actual (€/MWh)	Coste peaje Circular (€/MWh)	Impacto en €/MWh	Impacto %
1.1	D.1	0	1	0,0	37.202,74	776,49	36.426,25	-98%
1.1	D.2	11	1	11,0	3,60	24,14	20,54	570%
1.1	D.3	202	5	40,4	4,46	22,83	18,36	411%
1.1	D.4	916	8	114,5	11,91	23,50	11,59	97%
1.1	D.5	1.169	1	1.169,0	16,79	20,65	3,86	23%
1.1	D.6	6.497	2	3.248,5	6,26	16,66	10,40	166%
1.1	D.7	27.138	3	9.046,0	5,81	13,80	7,98	137%
1.1	D.8	117.565	4	29.391,3	4,48	6,64	2,16	48%
1.1	D.9	590.606	8	73.825,8	4,14	4,52	0,38	9%
1.2	D.10	6.018.715	21	286.605,5	4,10	4,48	0,38	9%
1.3	D.11	131.288.322	71	1.849.131,3	3,97	3,99	0,01	0%

Fuente: cálculos propios

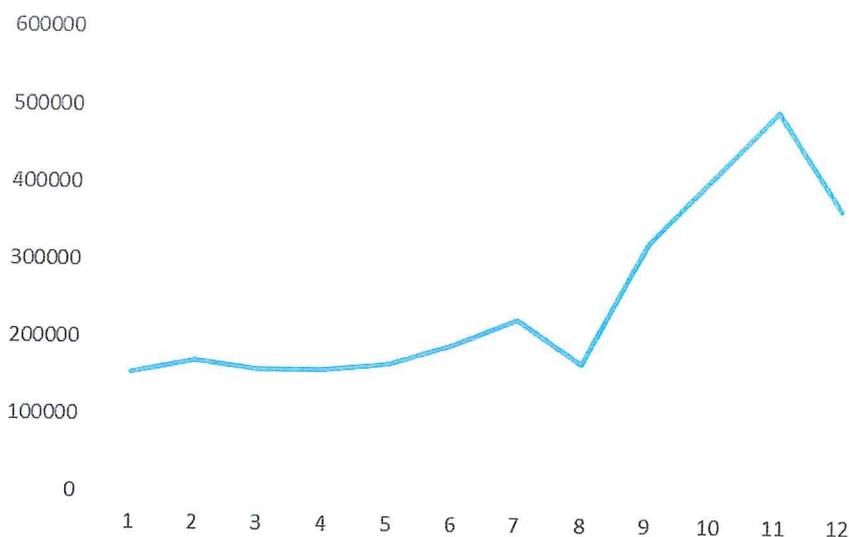
Los clientes del actual grupo 1 experimentan incrementos prácticamente en todos los segmentos de consumo.

11.4. Si realizamos el análisis de impacto tomando los datos de clientes concretos, estas conclusiones queda igualmente ratificadas

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 2.2, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.6 de la propuesta.

Energía estimada al coste de la Memoria (19,45 €/MWh)

Pyme XXXXXXXX (Barcelona)
Consumo anual 3 GWh, FC 40%
Perfil de consumo



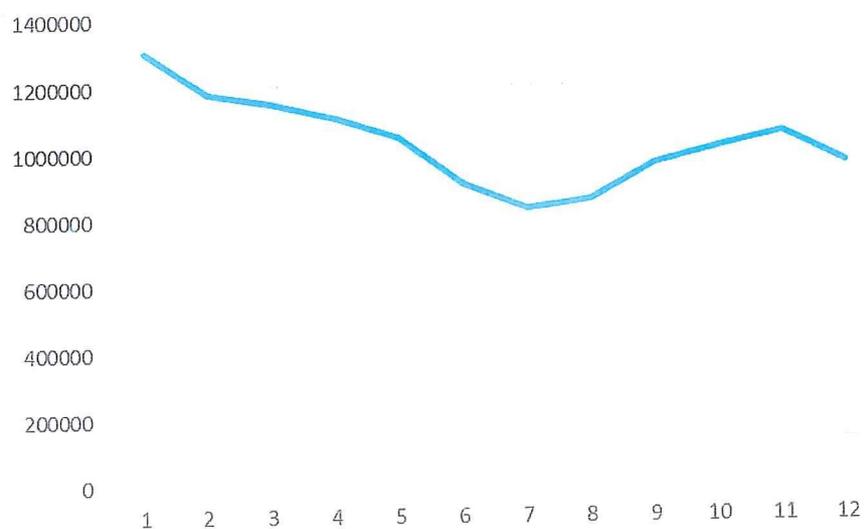
Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	102.234
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	132.557
Diferencia (€)	30.323
Diferencia (%)	29,7%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 2.3, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.7 de la propuesta.

Fábrica XXXXXXXX (Jaén)
Consumo anual 12 GWh, FC 55%

Perfil de consumo

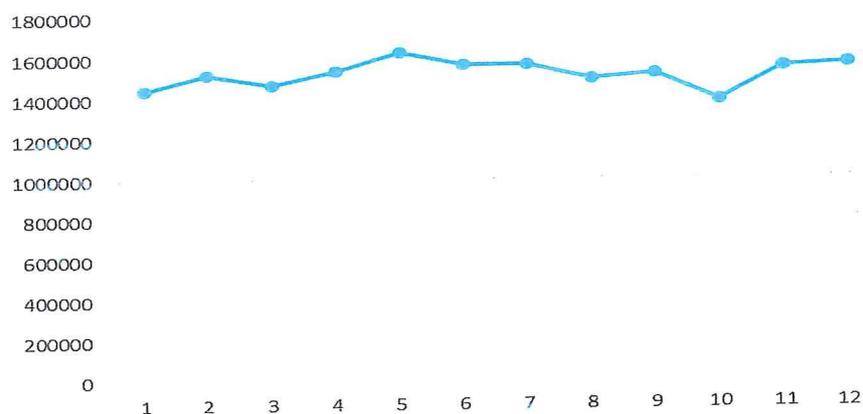


Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	364.285
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	437.639
Diferencia (€)	73.354
Diferencia (%)	20,1%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 2.3, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.8 de la propuesta.

Gasínera XXXXXX (BARCELONA)
 Consumo anual 18 GWh, FC 85%
 Perfil de consumo

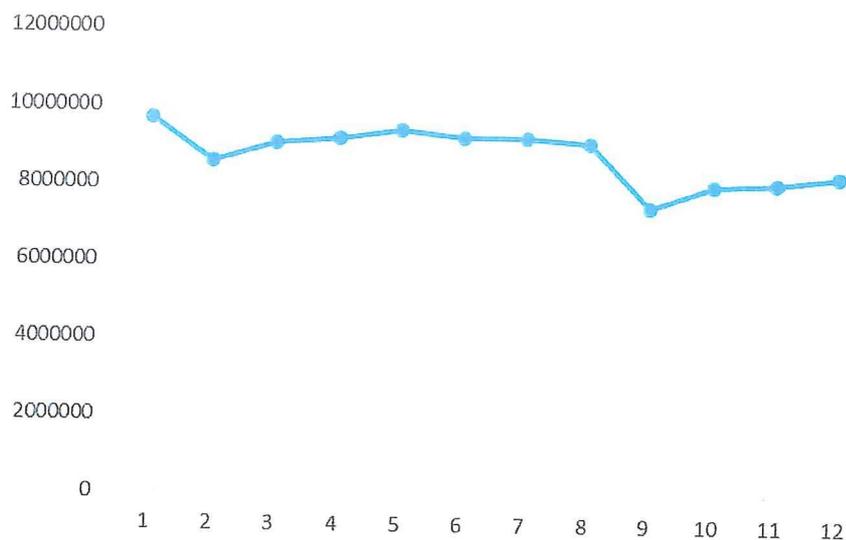


Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	522.727
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	567.628
Diferencia (€)	44.901
Diferencia (%)	8,6%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 2.5, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.9 de la propuesta.

Fábrica XXXXXX (Guadalajara)
Consumo anual 105 GWh, FC 68%
Perfil de consumo

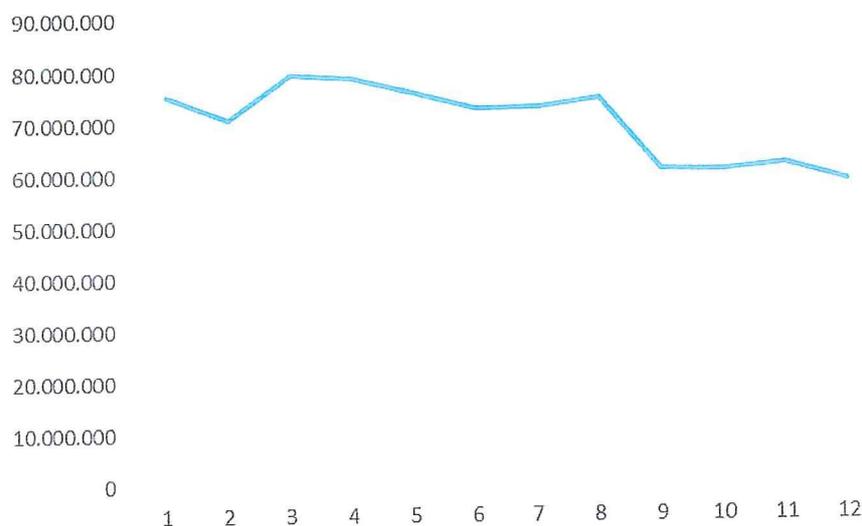


Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	3.021.011
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	3.031.222
Diferencia (€)	10.211
Diferencia (%)	0,3%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 2.6, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.11 de la propuesta.

Industria XXXXXX Castellón
 Consumo anual 840 GWh, FC 91%
 Perfil de consumo

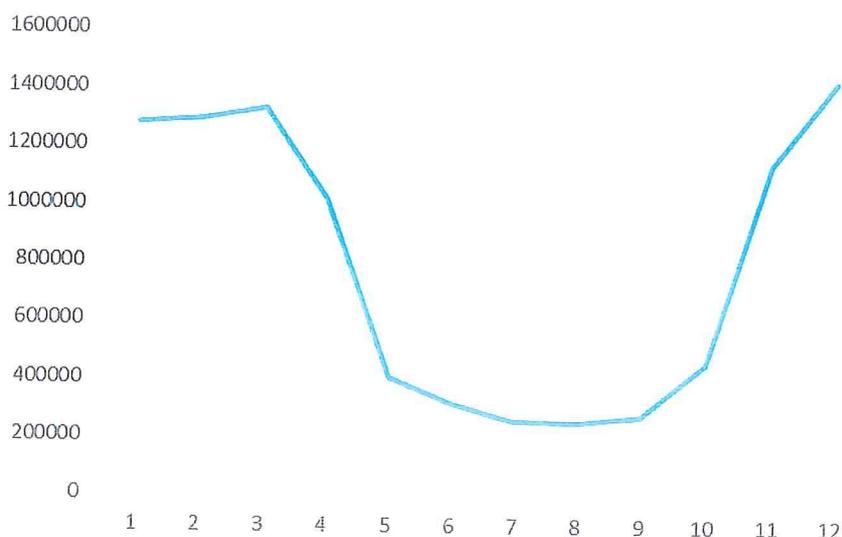


Consumo (MWh)	840.000
Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	23.459.818
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	23.244.318
Diferencia (€)	-215.500
Diferencia (%)	-0,9%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

*Ejemplo de un cliente sujeto a la actual tarifa 3.5, que pasaría a estar sujeto a la tarifa D.7 de la propuesta.

CENTRO PENITENCIARIO XXXXXXX (Madrid)
 Consumo anual 9,5 GWh, FC 52%
 Perfil de consumo



Facturación peajes vigentes + energía + IVA (€)	306.791
Facturación peajes Circular + energía + IVA (€)	346.083
Diferencia (€)	39.292
Diferencia (%)	12,8%

Energía valorada a 19,45 €/MWh, mismo valor que en la Memoria.

En resumen, los ejemplos numéricos de clientes reales que han quedado expuestos demuestran que el impacto de la propuesta es absolutamente discriminatorio, pues para algunos clientes supone un notable incremento de la factura final (+30%, + 20% y +13% en los ejemplos reales), en otros casos supone un incremento más moderado (+8.6%) y en un tercer grupo de clientes reales se produce un cambio apenas perceptible (+0.3% y -0.9%).

XII

LA PROPUESTA CONTIENE IMPORTANTES INCONSISTENCIAS TÉCNICAS QUE ES NECESARIO CORREGIR.

12.1. La inclusión de los costes de transporte en el peaje de acceso a las redes locales impide realizar análisis de costes y eficiencias adecuado para cada actividad, e impide realizar comparaciones con los peajes de otros países.

La propuesta de metodología incorpora en el peaje de acceso a redes locales la retribución de la red de transporte de influencia local y la red de transporte secundario, además de la retribución de la red de distribución. De acuerdo con el cuadro 26 de la Memoria, el peso de las componentes de transporte incluidas en el peaje de acceso a las redes locales representa

un 13,9% del total. Sin embargo, el peaje resultante no queda desglosado de ninguna manera entre conceptos de transporte y distribución.

Como consecuencia de ello, se dificulta la posibilidad de realizar análisis de costes y eficiencias por actividades basados en datos reales, y se impide realizar comparativas de los peajes de transporte y distribución con los de otros países, lo cual es imprescindible para verificar que los costes de ambas actividades están alineados con los estándares europeos, y poder constatar el impacto de los precios del gas sobre la competitividad de la industria española frente a la de sus competidores internacionales.

12.2 El hecho de que los clientes conectados a la red troncal de transporte no paguen peajes de acceso a las redes locales implica una discriminación respecto de los clientes del mismo volumen de consumo que se encuentran conectados a las redes locales.

Utilizando los valores unitarios que figuran en el cuadro 91 de la Memoria para el año 2020, la tabla adjunta muestra cuáles serían los peajes aplicables a un cliente con un consumo de 773 GWh anuales conectado a la red de transporte troncal, con un factor de carga del 90%, así como los peajes que debería asumir otro cliente con idéntico volumen de consumo ubicado en las redes locales con el mismo nivel de presión.

Comparativa de peajes clientes en red troncal vs clientes en redes locales

Conexión a Red	Consumo Promedio Anual (MWh)	Caudal a contratar (kWh)	Otros Costes Regas (€)	Entrada Transporte (€)	Salida Transporte (€)	Salida Red Local (€)	Total Peajes (€)	Total (€/MWh)
Troncal	773.000	858.889	509.407	666.326	571.154	N/A	1.746.887	2,26
Local	773.000	858.889	509.407	666.326	571.154	434.371	2.181.258	2,82
						Diferencia	(€/MWh)	0,56
							%	19,91%

Fuente: cálculos propios

La diferencia de prácticamente un 20% entre ambos casos representaría un aliciente para que los clientes se conecten directamente a la red troncal, e implica un trato discriminatorio para clientes con las mismas características, idéntico perfil y volumen de consumo y mismo nivel de presión.

12.3. La eliminación de los niveles de presión en la metodología de cálculo de los peajes de acceso local provoca una subvención cruzada entre las distintas tipologías de clientes.

El modelo elegido por la Comisión induce que los peajes de acceso a redes locales sean iguales dentro de un mismo rango de consumo, de modo que los clientes conectados a presiones superiores pagarán el conjunto de infraestructuras utilizadas por los clientes de ese grupo tarifario, aunque no sean usuarios de las mismas.

La Memoria aduce que una estructura de peajes diferenciados por nivel de presión, como la vigente en la actualidad, incentiva a los clientes a conectarse a niveles de presión superiores con el fin de disminuir sus peajes. En este sentido, compartimos con la Comisión que es necesario evitar la migración de clientes a niveles de presión superiores para evitar duplicidad de redes. Sin embargo, se podría haber podido conseguir el objetivo por otras vías, como exigir

que un punto de suministro existente no pueda conectarse a niveles de presión superiores, o que un nuevo suministro deba conectarse obligatoriamente a la red más próxima que le permita abastecerse en condiciones adecuadas.

En todo caso, la eliminación del nivel de presión de la metodología de peajes no resuelve el caso de los clientes conectados a la red troncal que se citó anteriormente. Es preciso modificar la propuesta de modo que ésta tome en consideración los niveles de presión a los que están conectados los clientes.

12.4 Los criterios de asignación de costes a los distintos grupos tarifarios no son correctos, pues se basan en gran medida en estimaciones que no están debidamente fundamentadas.

Las principales variables utilizadas en la imputación de los costes son el consumo, las capacidades diarias y el número de clientes. Sin embargo, al no disponer de información suficiente sobre la capacidad diaria de los consumidores no teledados, el ejercicio solo se puede completar utilizando estimaciones, lo cual resulta clave a la hora de asignar casi 2.000 de los 2.880 millones de € de coste del año 2020. Consideramos que esta necesidad de recurrir a estimaciones es una gran debilidad del método propuesto en la Circular.

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”*. Esta hipótesis de cálculo consideramos que no es adecuada por las siguientes razones:

- Se utiliza como referencia el año 2017, que fue un año cálido, lo que implica trasladar menos costes al mercado doméstico, cuyo consumo depende en gran medida de la climatología. Consideramos que hubiese sido más apropiado tomar una referencia de año frío para el sector doméstico, ya que el sistema se dimensiona para atender las puntas de demanda.
- El día de mayor demanda del último año probablemente fue un día laborable. Sin embargo, los picos de consumo del sector doméstico se producen en fin de semana y festivos, que es cuando los ciudadanos pasan más tiempo en sus viviendas.
- Posteriormente el cálculo de los peajes no se elabora con esa variable sino con los caudales contratados previstos para el año 2020, lo cual no resulta coherente.

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 teledado. De hecho, calcular los caudales a partir del consumo de un momento determinado de un cliente consideramos que no es la única forma objetiva de determinar los costes que deben ser asumidos por el mismo, por las siguientes consideraciones:

- Las redes de distribución tienen unos costes derivados de la obra civil y del dimensionamiento con el que se construyeron, factores que no están relacionados con lo que un cliente esté consumiendo hoy. Los clientes podrán rotar y hacer usos distintos de la red a lo largo del tiempo, pero ésta seguirá costando lo mismo.
- Un cliente 3.4, conectado a la misma red que un 3.1, aporta muchos más ingresos al sistema que el cliente de bajo consumo. El uso de los factores de carga ignora la contribución al sistema de los clientes.

- Construir unos peajes a partir de este tipo de asignación no permite que los clientes que más consumen tengan una economía de escala razonable, y son contrarios a la lógica económica.
- Concepto de seguridad de suministro: los clientes domésticos tienen prelación en eventos de emergencia para no ser cortados, como se establece en la NGTS 10.8. Este privilegio no se encuentra considerado en la metodología propuesta.

Por otra parte, la metodología de asignación de costes de la propuesta de Circular no considera que dentro de la retribución de la actividad de distribución existen costes cuya variable inductora debe ser el número de clientes: los costes del ciclo comercial (lectura, facturación, gestión de impagos, atención de emergencias), así como los costes comerciales de captación de clientes necesarios para la sostenibilidad del sistema.

12.5. La elección de los rangos de consumo utilizados para determinar cada grupo tarifario no está justificada.

En el Anexo III de la Memoria se presenta un exhaustivo análisis de caracterización de los clientes por nivel de presión de más de 50 páginas, que incluye análisis por peaje, por Comunidad Autónoma, por actividad, por duración del contrato, y por combinaciones de estos factores (por actividad y duración de contrato, y por Comunidad Autónoma y actividad). Sin embargo, en el apartado 5.4 de la Memoria, en el que se expone la metodología de asignación de costes a los peajes de distribución, se establecen los rangos de consumo asociados a cada grupo tarifario, sin indicar cuál es su relación con el análisis presentado en el Anexo III.

Dado que el impacto de los nuevos peajes depende de modo fundamental de los rangos de consumo asociados a cada grupo tarifario, hubiera sido deseable conocer cuál fue el criterio utilizado por la Comisión para determinarlos. En ausencia de dicha información, no es posible aportar comentarios sobre la idoneidad de la metodología de elección de los rangos de consumo.

Llama la atención que se hayan utilizado los mismos identificadores para los grupos tarifarios que se emplean habitualmente en Europa, pero que los rangos de consumo difieran del estándar europeo.

12.6 El tratamiento de las discontinuidades entre rangos de consumo que se contiene en la propuesta no es adecuado.

El apartado 5.5 de la Memoria, dedicado a exponer la metodología de determinación de los peajes de acceso a las redes locales, indica el procedimiento empleado por la Comisión para gestionar el hecho de que los clientes con consumos inferiores a 5 GWh no dispongan de equipos de telemedida para determinar el caudal que efectivamente están consumiendo (D.1 a D.6).

Para ello se propone utilizar el factor de carga medio de cada grupo tarifario, y de este modo se calcula un término fijo por cliente dividiendo la retribución fija que se debe recuperar por el número de clientes. Pero se obtienen resultados que presentan discontinuidades relevantes en los saltos entre grupos tarifarios.

Para paliar este efecto, la Comisión adopta un criterio aparentemente arbitrario: imponer que la facturación por el término fijo del consumidor de menor tamaño de un grupo tarifario se corresponda con la facturación total (esto es, fijo más variable) del consumidor de mayor tamaño del grupo tarifario inmediatamente anterior.

Adicionalmente, se determina el término variable de forma que la retribución asignada a cada grupo tarifario no recuperada a través del término fijo se recupere a través del término variable. Esto provoca que para los grupos D.1 a D.6 se altere el criterio teórico inicial de que los costes fijos deben ser recuperados mediante el término fijo, como se puede comprobar en la tabla adjunta.

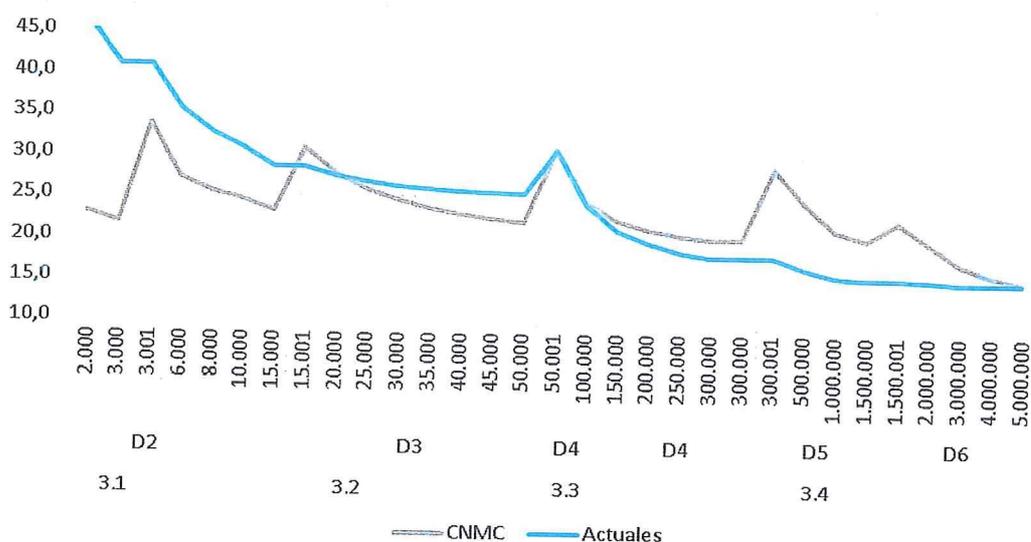
Comparación por grupo tarifario de los costes fijos por naturaleza con el término fijo del peaje final (grupos D.1 a D.6)

Peaje	Rango de consumo (MWh)	%Costes fijos por naturaleza	%Término fijo en peaje final
D.1	Menos de 3	88,8%	21,6%
D.2	entre 3 y 15	89,4%	21,6%
D.3	entre 15 y 50	89,7%	34,9%
D.4	entre 50 y 300	88,2%	24,2%
D.5	entre 300 y 1.500	88,3%	23,5%
D.6	Entre 1.500 y 5.000	87,7%	37,4%

Fuente: CNMC

El resultado de este planteamiento es una reducción del impacto de las discontinuidades, pero a pesar de ello sigue habiendo discontinuidades muy relevantes, mucho más acentuadas que las existentes en los peajes vigentes. El gráfico adjunto muestra una comparación entre las discontinuidades de los peajes vigentes y las resultantes de la propuesta de la Circular.

Discontinuidades en peajes vigentes vs propuesta de la Circular



Fuente: Cálculos propios a partir de la información publicada en la Memoria

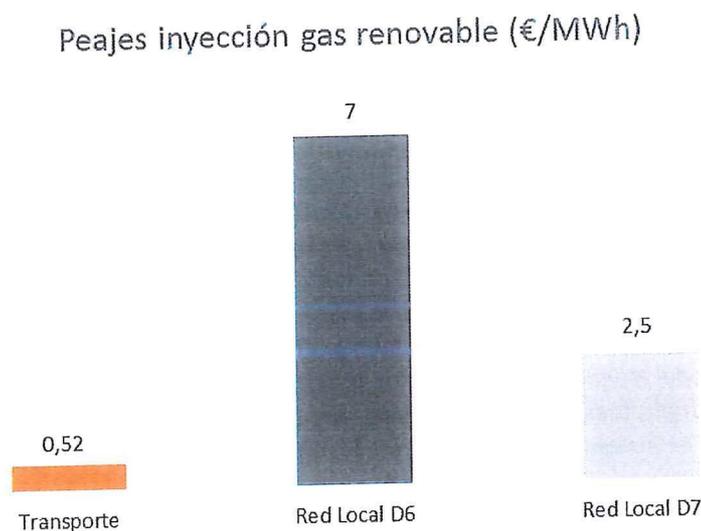
El modelo propuesto induce por tanto una problemática de discontinuidades que apenas existen en la metodología vigente, a pesar del intento de la Comisión de disminuir sus impactos mediante criterios que alteran los principios teóricos de la metodología de asignación de costes. Probablemente hubiese sido más acertado plantear cualquier modelo o herramienta estadística que permitiese suavizar los picos, ya que dicho objetivo es una justificación suficiente.

12.7 Es necesario definir un peaje de entrada a las redes locales.

Si bien en la Memoria y en la Circular se define que uno de los servicios prestados por las redes de área local es el de entrada a la red local, no se realiza un cálculo específico del peaje que correspondería a esta actividad. Es en el apartado 3 del capítulo VIII de Valoración de impactos donde se aborda la problemática de los peajes aplicables a las inyecciones de gases renovables en las redes locales.

La solución considera un descuento del 50% sobre la totalidad del peaje de salida de las redes locales, asimilable al criterio de reparto empleado para las entradas y salidas de transporte. Si bien esto podría tener sentido en términos de asignación de costes, lo cierto es que aplicar un peaje de entrada equivalente al 50% de la totalidad del peaje de redes locales implica penalizar la inyección de gas renovable en las redes de área local, en un contexto de descarbonización que queda reflejado en la orientación de política energética correspondiente.

La gráfica adjunta compara los peajes que deberán pagar los proyectos de gas renovable que inyecten en la red de transporte, con los aplicables para proyectos que inyecten en redes de área local. Se muestran los peajes D.6 y D.7, atendiendo al volumen de inyección (menos de 5 GWh en el primer caso, y entre 5 y 15 GWh en el segundo).



Fuente: cálculos propios a partir de información contenida en la Memoria

Por su parte, el informe del Ministerio sobre la propuesta de Circular indica que, dada la falta de inversión en este tipo de proyectos, se considera adecuado eximir a las instalaciones de inyección de gas renovable en las redes de área local del 100% del término fijo, con lo cual estamos de acuerdo.

12.8. La circular no tiene en cuenta el impacto que tendrá el cambio de los grupos tarifarios en otros conceptos regulados.

El cambio de grupos tarifarios afectará a los conceptos regulados por el Ministerio de Transición Ecológica y las Comunidades Autónomas que están referidos a los actuales peajes (derechos de alta, derechos de verificación, derechos de inspección periódica, derechos de acometida, canon IRC). Por esta razón, la Comisión debería incluir dentro del apartado 9 de la Memoria sobre el Régimen Transitorio un punto adicional, que indique que dicho trabajo deberá ser llevado a cabo por el Ministerio y las administraciones autonómicas antes de que entren en vigor los nuevos peajes.

XIII

LA PROPUESTA OCASIONA UN NOTABLE INCREMENTO DE COSTES, AL IMPONER UN NUEVO MODELO DE LECTURA MENSUAL DE LOS CONSUMOS DE LOS CLIENTES.

La nueva propuesta de metodología de peajes conlleva la obligatoriedad de que los distribuidores facturen mensualmente, lo que a nuestro entender implica hacer una lectura de los contadores de forma mensual, mientras que en la actualidad estas lecturas se hacen de forma bimestral, ocasionando así un notable incremento de costes que deberá ser asumido por el sistema.

Los costes de lectura de los contadores suponen un porcentaje relevante de los costes de O&M para las empresas de distribución. Estos costes son en su casi totalidad variables y provienen principalmente de las horas hombre empleadas en realizar las lecturas de los contadores y el coste de transporte del empleado hasta el punto de consumo. Aunque algunos clientes disponen de un contador con telemedida, este solo es necesario para aquellos clientes con un consumo superior a 5GWh por lo que prácticamente ningún cliente doméstico, comercial o pyme dispone de este tipo de contadores.

El Artículo 51, Lectura de los Suministros, del RD 1434/2002, afirma en el apartado 2 que *“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.”*. Así pues, puede interpretarse que por debajo de 100.000 kWh/año, la lectura debería ser mensual o bimestral en función de lo que sea necesario para cumplir otras legislaciones, y dado el carácter regulado del negocio, que dicho cumplimiento sea eficiente. En la actualidad los distribuidores podrían leer los suministros mensualmente, pero supondría unos costes innecesarios para el sistema. Ante una tarifa de aplicación mensual, entendemos que el distribuidor está obligado a leer mensualmente.

Por su parte, el RD 1434/2002, en el artículo 52, dice: *“Facturación del suministro a tarifas.1. La facturación del suministro a tarifas se efectuará por la empresa distribuidora mensualmente para los usuarios con un consumo anual superior a 100.000 kWh y mensualmente o bimestralmente para el resto de los usuarios, y se llevará a cabo en base a la lectura de los equipos de medida instalados al efecto”*.

Cuando el RD 1085/2015 modifica el citado artículo 51 en otras cuestiones, que no en la relativa a la periodicidad de la lectura, restringe totalmente la capacidad de estimar el consumo de un punto de suministro a “aquellos casos en que no haya sido posible la realización de la lectura del contador por causas ajenas al distribuidor”. Esto deja más claro todavía que ante la obligación de facturar mensualmente, la lectura debe ser mensual, ya que dicha obligación no es una causa ajena al distribuidor, y por otro lado sería competencia de la DGPEyM según ese mismo artículo, el establecimiento de la metodología de estimación.

Por otro lado conviene considerar que desde el punto de vista del cliente final, el Artículo 22 del RD 1434/2002 establece que el cliente o consumidor tiene la obligación de *“permitir al personal autorizado por la empresa distribuidora, transportista en el caso previsto en el artículo 6.2.f), y suministradora la entrada en el local o vivienda a que afecta el servicio contratado en horas hábiles o de normal relación con el exterior, para inspeccionar las instalaciones o efectuar la lectura de contador”*.

En una distribuidora cuyo parque de medida está en el 50% de sus puntos de suministro en el interior de las viviendas (por razones históricas y de evolución tecnológica), y que en el otro 50% hay una parte importante de contadores centralizados en baterías de contadores instaladas en zonas comunes de edificios (pero para cuyo acceso suele ser necesaria la presencia de un conserje, encargado o presidente de comunidad de vecinos), la obligación de leer mensualmente conllevaría necesariamente el doble de visitas y una mayor molestia a los clientes.

Y todo ello sin que los clientes se vean beneficiados, ya que deberán sufragar indirectamente el incremento de costes que para el sistema suponga pasar a leer el doble de veces en el año.

También desde el punto de vista del cliente final, se podría argumentar que una facturación mensual ayuda a las economías familiares a realizar un mejor control de sus gastos energéticos que una bimestral. Sin embargo, por un lado hay fórmulas que lo permiten, como acuerdos de pago fijo mensual que algunas comercializadoras ofrecen a sus clientes. De hecho, es el comercializador quien tiene el contrato de suministro con el cliente y es en ese contrato donde ambas partes acuerdan la periodicidad de su facturación, sea esta la que se establece en el RD 1434/2002 si se trata de clientes en la COR u otra pactada libremente entre las partes si el cliente está en mercado libre. Para estos últimos clientes no hay una garantía de que una facturación mensual de peajes se vaya a trasladar como una factura de energía al cliente final por parte de los comercializadores, que podrían tener pactadas otras condiciones en sus contratos.

Tampoco hay ningún beneficio en cuanto al coste de la energía, ya que no se puede argumentar que se trasladaría al cliente un coste más cercano al coste real del gas al facturar con mayor frecuencia, ya que esto depende por un lado del precio del producto libremente pactado con el comercializador, o establecido por tarifa si es la COR y a la calidad del gas medida como PCS, y en esto último se viene aplicando siempre a cada cliente el promedio ponderado del PCS diario publicado por el GTS.

XIV

LAS REGLAS DE TRANSITORIEDAD DE LA PROPUESTA NO SON CLARAS. NO SE RESPETA LA GRADUALIDAD EXIGIDA POR EL RDL1/2019, NI SE REGULA DE MANERA ARMONIZADA CON LA TRANSITORIEDAD QUE EN SU DÍA SE ESTABLEZCA EN LA CIRCULAR DE RETRIBUCIÓN.

Tal como establece la Memoria de la propuesta de Circular de peajes, la nueva metodología realiza una asignación de la retribución diferente a la implícita en los peajes vigentes, «es por tanto necesario, conforme a la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, **definir un periodo transitorio** de forma que las variaciones del conjunto de peajes y cargos resultantes de las correspondientes metodologías sean absorbidas de forma gradual durante un periodo de cuatro años» (vid. págs. 130 y 131 de la Memoria de la Propuesta de Circular; destacado nuestro). Adicionalmente, la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019 dispone: «[t]anto el Gobierno como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de acceso con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual».

En consecuencia, se hace necesario el establecimiento de un periodo transitorio, en el que, teniendo en cuenta los cambios introducidos por la Circular se contemplen entre otro un «[p]eriodo de convergencia gradual de los peajes vigentes a los peajes y cargos que resulten de las metodologías establecidas por la CNMC y el Gobierno», según la Memoria de la propuesta de Circular. A tal efecto, se ha incluido la Disposición transitoria primera («Entrada en funcionamiento de las liquidaciones de los peajes asociados al transporte, redes locales y regasificación»), que dispone:

«La liquidación de los peajes asociados al transporte, redes locales y plantas de regasificación del modo previsto en la disposición adicional tercera de la presente Circular se llevará a cabo a partir del momento en que el Gobierno establezca las metodologías a las que hace referencia el artículo 59.8 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

En cualquier caso, la liquidación de los peajes asociados al transporte, redes locales y plantas de regasificación en los términos de la disposición adicional tercera, según establezca la Circular referida en el apartado 2 de la citada disposición adicional, se realizará a partir del primer año de gas completo en el que sean de aplicación los cargos y los peajes y cánones de acceso.

Sin embargo, la redacción dada por la mencionada no es clara, no permite conocer con certeza cuál es el periodo de transitoriedad. La misma dispone que la liquidación de los peajes se llevará a cabo en el momento en que el Gobierno establezca la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos destinados a financiar otros costes regulados que no estén asociados al uso de las instalaciones, sin conocer con certeza cuál es esa fecha.

Únicamente se tiene constancia que el Real Decreto de las metodologías de cálculo de los cargos habrá de aprobarse antes del 1 de enero de 2020. Añade la disposición transitoria primera que la liquidación de los peajes se realizará, en todo caso, a partir del primer año de gas completo en el que sean de aplicación los cargos y los peajes y cánones de acceso, siendo esta fecha el 1 de enero de 2020 (*vid.* disposición final única).

XV

EL PLAZO ESTABLECIDO PARA QUE LOS DISTRIBUIDORES APLIQUEN DE MANERA EFECTIVA LOS NUEVOS PEAJES ES ABSOLUTAMENTE INSUFICIENTE.

En la Disposición transitoria segunda de la Circular se establece un plazo de tres meses para que los transportistas, distribuidoras y el Gestor Técnico del Sistema adapten sus sistemas de facturación a los nuevos peajes. Dicho período es insuficiente, dado el amplio alcance de las modificaciones que deberán ser realizadas, y la criticidad asociada a cambios masivos en el proceso de facturación a los clientes finales.

Téngase en cuenta que en el caso de Propuesta de Circular, de la CNMC, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de producción de energía eléctrica, su disposición transitoria cuarta disponía un plazo de seis meses para realizar las obligaciones necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones de la Circular (de manera literal, la misma disponía: «*[e]n un plazo de 6 meses los titulares y gestores de redes de transporte y distribución deberán realizar las modificaciones necesarias para dar cumplimiento a las obligaciones de la presente Circular, en particular: i) la habilitación telemática de comunicación con los solicitantes, ii) la publicación de la información en los términos previstos en el artículo 23, y iii) la preparación de modelos de solicitud de permisos de acceso y conexión*»).

A mayor abundamiento, teniendo en cuenta que la Circular habrá de aprobarse el 1 de noviembre de 2019 según el calendario previsto por la CNMC (Anexo: previsión de circulares de desarrollo normativo de la CNMC en aplicación del RDL 1/2019; *vid.* https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/CNMC/PortalTransparencia/Anexo%20Cuadro%20Circulares.pdf), a 1 de febrero de 2020 habrían de quedar adaptados todos los sistemas de facturación, esto es un mes después de la entrada en vigor de la Circular.

Por otra parte, las modificaciones requeridas por la propuesta de Circular coincidirán en el tiempo con las derivadas de la Propuesta de Resolución de la CNMC por la que se aprueban nuevos formatos de los ficheros de intercambio de información entre distribuidores y comercializadores y se modifica la Resolución de 20 de diciembre de 2016.

Existen otras alternativas, como podría ser que los nuevos peajes entren en vigor con el nuevo año de gas, a partir del 1 de octubre de 2020. Esto permitiría las siguientes ventajas:

- Un plazo razonable para la adaptación de los sistemas y los procesos.
- Tiempo adicional para desarrollar las adaptaciones a los sistemas asociadas a la Propuesta de Resolución sobre los nuevos formatos.

- Aseguramiento de la calidad de la reubicación inicial de todos los clientes, para evitar posteriores reclamaciones y el trabajo operativo asociado.
- Evitar que el año de gas comprendido entre enero y septiembre del año 2020 combine períodos con peajes anteriores y nuevos, y posibilitar que entren en vigor con un año de gas completo de 12 meses.

XVI

EXISTE UNA SERIE DE CUESTIONES QUE DEBEN SER CLARIFICADAS PARA QUE EL NUEVO MODELO DE PEAJES PUEDA SER APLICADO EN LA PRÁCTICA.

16.1.- La propuesta de Circular incorpora modificaciones en la estructura de peajes que traen como consecuencia la necesidad de adaptar determinados procesos implantados por los distribuidores, pero que, por no estar en el alcance de la Propuesta, o no formar parte de la competencia de la Comisión, no son desarrollados en el presente borrador de metodología.

No obstante, requieren de aclaración de ambos reguladores con el ánimo de dar certidumbre a los agentes (regulados y usuarios) y evitar lagunas regulatorias. Nos estamos refiriendo en concreto a:

- **Nueva estructura de peajes y procesos automáticos asociados a la TUR:** Sin entrar en el debate de la afectación de la nueva metodología a los valores de la actual TUR1 y TUR2, competencia del Ministerio, resulta imprescindible revisar su afectación 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 50MWh/año, a los que en la actualidad los distribuidores están obligados a facturar un peaje 3.2.
- **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. En contra, los procesos de reparto de consumos y cálculo de diferencias de medición tienen como driver principal 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.
- **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? Se solicita una redacción aclaratoria al respecto.

16.2 La propuesta produce otros impactos operativos adversos para los distribuidores y para los clientes, que deberían ser corregidos

En la metodología propuesta, la asignación de grupos tarifarios se aplicará de forma retroactiva mediante refacturaciones. Esto provocará casos en los que un cliente, asignado por ejemplo al grupo D.1 a comienzo de año, tenga que ser recolocado en el grupo D.2 a final de año si ha superado el consumo del rango al que le fue asignado. En el caso de los usuarios domésticos, este cambio de grupo tarifario puede acarrear un sobrecoste al cliente de casi 40€ al año si tiene un consumo cercano a los 3 MWh/año. Estos sobrecostos no serán comprendidos por los clientes y traerán consigo un gran número de reclamaciones, con el correspondiente coste asociado a la tramitación de las mismas.

La estructura de peajes con 11 grupos tarifarios puede llevar a que la reubicación a realizar sea más numerosa que en la actualidad. En la práctica, la retroactividad de una reubicación supone operativamente los siguientes inconvenientes:

- En una solicitud de alta, el distribuidor asignará el grupo tarifario que el comercializador determine, para luego cambiarlo como en la actualidad al cabo de un año, y además hacerlo retroactivamente anulando la facturación emitida (que ahora serán 12 facturas, en lugar de 6 porque la facturación sería mensual), y emitiendo las 12 facturas de nuevo con unos precios diferentes. Esto implica realizar el correspondiente abono y cargo en las cuentas del comercializador de facturas ya pagadas, sin que el distribuidor pueda hacer otra cosa que aceptar la tarifa que le solicitan, sea esta correcta o no, y hacerse cargo de unos costes operativos por la inadecuada contratación de otro agente del mercado.
- Por otro lado hay solicitudes de modificación, en las que los comercializadores piden que los distribuidores cambien la tarifa al suministro, proceso regulado por la circular de formatos de la CNMC. Nedgia recibe al año 5.000 solicitudes de cambio de tarifa. Consideramos que no es adecuado plantear un proceso de refacturación al final del año, sin que se requieran validaciones en la contratación que lleven a que la tarifa sea adecuada desde el principio.
- También recibimos alrededor de 300.000 cambios de titular al año, en los que una tercera parte son sin subrogación. Esto supone que en unos 100.000 casos al año, el cliente que finaliza el año no es el que lo inició, y además este último no se hace cargo de los compromisos adquiridos por el primero, y no se le puede hacer por tanto responsable de abonar o recibir el saldo de la refacturación por reubicación.
- En una solicitud de cambio de comercializador, que puede ser con o sin cambio de titular al mismo tiempo, esto no podría hacerse, ya que o bien la reubicación se hace anualmente y se refactura en ese momento a los comercializadores que haya habido en el punto de suministro, emitiéndoles facturas meses después de que los salientes

- han perdido el cliente, o bien se hace toda la refacturación al último, que obviamente no tiene por qué soportar refacturaciones de consumos que no han existido en su mercado.
- Una opción en estos casos en los que hay un cambio contractual, sea de titular y o de comercializador, sería liquidar en el proceso de cambio el consumo proyectándolo al año y determinando la tarifa correcta, reubicando y refacturando entonces en el momento del cambio, lo que complicaría innecesariamente el proceso de cambio de comercializador o de titular. Esto significaría una barrera para la competencia y una incomodidad para los clientes que deberían provisionar en sus economías domésticas la posible liquidación ante una mudanza o cambio de domicilio. Lo que no parecería factible es repartir entre los diferentes clientes y comercializadores al final del año, la parte de la refacturación que a cada uno le toque, ya que habría comercializadores que tendrían que abonar o cobrar recibos a clientes con los que ya no tienen en ese momento ninguna relación contractual.
 - Todo ello sin considerar que buscando opciones como esta última, un cliente que tiene la curva de consumo habitual de un cliente con calefacción y ACS, con alto consumo en invierno y muy bajo en verano, se podría ver beneficiado o perjudicado artificialmente en función del momento en el que decida cambiarse de vivienda o de comercializadora.
 - Finalmente quedaría el proceso de baja, donde en el contexto de lo planteado en la Circular parecería coherente liquidar el contrato y reubicarlo a la tarifa que correspondería en ese momento. En ese caso se debería definir si el consumo a considerar es el que realmente ha habido en el periodo, como si el periodo fuese el anual, o si se debería proyectar hasta el final de ese año.

En un mercado como el de Nedgia, en el que se reubican anualmente una media de unos 500.000 suministros, la reubicación sin contar con estos casos de cambios de nombre, switchings o bajas supondría incrementar el proceso de facturación actual en $500.000 \times (12 \text{ facturas anuladoras} + 12 \text{ facturas rectificadoras}) = 12 \text{ millones de facturas}$. Pero si además se tiene en cuenta que para dar un tratamiento no discriminatorio a ningún cliente ni comercializador, se debe observar lo que apuntamos sobre los switchings, bajas y cambios de nombre, hablamos de unos 100.000 cambios de titular sin subrogación + 100.000 bajas + 550.000 switchings = 750.000 operaciones. Si suponemos que se realizan de manera lineal a lo largo del año, el promedio de facturas a reubicar será de 6 y entonces tendremos otros 9 Millones de facturas adicionales.

Si a estos $9+12=21$ millones de facturas emitidas adicionales a las actuales, añadimos los 32 millones adicionales de facturas por duplicar el ciclo comercial normal, concluimos que Nedgia pasará de emitir 32 millones de facturas al año a emitir 85 millones de facturas al año.

Por otra parte, en el RD 1085/2015 se especifica lo siguiente:

Si como consecuencia de errores administrativos por parte de la empresa distribuidora se hubiesen facturado cantidades inferiores a las debidas, la diferencia a efectos de pago será prorrateada en tantas facturas como meses transcurrieron en el error, sin que pueda exceder el aplazamiento ni el periodo a rectificar de seis meses, excepto en el caso en que la lectura suministrada por el consumidor haya sido inferior a la real. Si se

hubieran facturado cantidades superiores a las debidas, la devolución se producirá en la primera factura desde la lectura real, sin que pueda producirse fraccionamiento en los importes a devolver. En este caso, se aplicarán a las cantidades adelantadas el interés legal del dinero vigente en el momento de la refacturación.

Es evidente que la reubicación no podría considerarse un error administrativo (siempre que se determine con absoluta claridad que esta ha de hacerse al año, y no se interprete que se deberían "ir realizando las regularizaciones oportunas para adecuarse al consumo real del nuevo suministro"). De no quedar claro este asunto, el distribuidor se enfrentará a continuas reclamaciones por parte de los organismos de Consumo e Industria de las diferentes CCAA, los cuales vienen haciendo uso de este párrafo del RD 1085/2015 para cualquier concepto de la facturación, no solo TF y TV o lo que en el futuro serán los FCT, FV y FCD. Pero es que esta interpretación, de restringir a un año/6 meses cualquier retroactividad, en especial aquella que tenga que ver con la parte más relevante del coste de la factura, se supone que se ha hecho para proteger al consumidor, no para que no abone las cantidades que le corresponda.

El proceso se encontrará con las dificultades siguientes:

- Se deberá esperar a que se facture el ciclo siguiente a cumplir el año de gas o a cumplir el año de vigencia del contrato, según el caso, para prorratear los consumos correspondientes al periodo, ya que los suministros como es lógico, se leen cuando coinciden en la ruta de lectura, no en función de su fecha de contrato.
- Una vez hecho esto se debe recalcular el consumo para determinar la nueva tarifa para el siguiente periodo, que se deberá comunicar al comercializador como una activación de una modificación contractual. Este proceso probablemente tardase en ambos pasos 4 días.
- Asumimos que se tardarán unos 4 días adicionales en anular, refacturar y emitir las 12 facturas anteriores.
- En resumen, cuando la reubicación se realice, habrán pasado un año, un mes y 8 días.
- Si a esto sumamos el tiempo de proceso del comercializador en facturar a su cliente final, tendremos que con toda seguridad se estará obligando a facturar retroactivamente a clientes con una profundidad temporal mayor que la que establece el RD 1085 de 6 meses/1 año según el caso, para un simple error de lectura o administrativo, lo que no parece muy coherente con el espíritu de protección al consumidor.

Por otro lado, las reubicaciones de peaje siempre han ido unidas a la obligación que tiene el distribuidor de no admitir reducciones de caudal contratado hasta que no pase un año, lo cual figura en las IT de Tarifas de Acceso, en el mismo artículo. Sin embargo en la Circular no se hace referencia a ello. En nuestra opinión no sería deseable que produzca una extensión de la contratación por productos de duración inferior al sector doméstico o comercial de menor consumo, ya que la complicación que los procesos de contratación y facturación del mercado industrial, harían imposible la gestión en un mercado doméstico con el volumen de clientes que este tiene.

En el caso de los contratos diarios de Qd, la metodología vigente admite unos intervalos de tolerancia (85% - 105%) para la capacidad contratada, lo cual otorga a los sistemas de facturación de cierta flexibilidad antes de generar nuevos contratos.

Sin embargo, la metodología propuesta no define ningún intervalo para las potencias contratadas. Esto obligará a los sistemas de facturación a hacer un contrato diario para cada uno de los días en los que el cliente ha superado la capacidad contratada, con el correspondiente coste que eso conllevará para los sistemas de contratación y facturación.

Además, la regulación establece mayores penalizaciones por superar la capacidad contratada, lo que también reduce la flexibilidad de los clientes obligándoles a contratar capacidades por encima de las necesarias para no incurrir en dichas penalizaciones.

El problema es que los clientes no contratarán por encima de su necesidad para eludir la penalización. Aquellos en los que el coste del gas tenga un gran impacto en sus costes de producción, dedicarán recursos a gestionar con su comercializador una contratación de capacidad intradiaria para ajustarse. De este modo, finalizando el día de gas a las 6 de la mañana, y no mirando el contrato intradiario, el gas consumido en las horas previas a la formalización del contrato, es posible hacer a las 4 ó 5 de la mañana, o antes, dependiendo del Qd a ajustar y del Qh que la instalación tenga. Es decir, es tan simple como ir corto, ajustar con diarios, y ya en el día de gas hacer un intradiario a media mañana y luego ver si es necesario hacer alguno más.

Pero no todos los clientes tienen capacidad para hacer esto, por lo que clientes de consumo más modesto, o en los que el gas no representa mucho coste actualmente, podrían ver como su factura se incrementa de forma sustancial, sin haber hecho nada, ni alterado su patrón de consumo, y viendo lo complejo que se ha vuelto mantener un coste de gas razonable, se pone en peligro al sistema ya que se abre la puerta a algunos clientes a que busquen energías alternativas al gas. Este esquema no favorece el consumo eficiente de gas, al añadir una gran complejidad a los procesos de contratación y facturación.

Para el distribuidor, el volumen de contratos de corto plazo a gestionar se incrementará, fundamentalmente en los productos diarios e intradiarios, que serán usados por clientes y comercializadores para ajustar sus Qd y evitar que los excesos les cuesten 5 veces más que lo que costaría un contrato diario equivalente.

Y en cualquier caso, el proceso de facturación, pasaría de:

- Situación actual: separar los suministros que tienen contratos de peaje con productos diferentes al anual o sea "superpuestos", que son unos 230 y para ellos, repartir el gas en función de la duración de los contratos llevando el exceso al más caro. En los que tienen productos diarios e intradiarios, hacer el cálculo de la facturación para cada día en que tenga ese producto contratado. En el resto de clientes, unos 5.700, tomar simplemente nota del Qd máximo del mes y con independencia del día en que haya ocurrido, usarlo en la facturación del TF para calcularlo por el 85% / 105%.
- Situación futura: Separar los suministros que tienen contratos de peaje con productos diferentes al anual o sea "superpuestos" que son unos 230 y para ellos, repartir el gas en función de la duración de los contratos llevando el exceso a un nuevo contrato diario a generar solo para los días en que haya exceso sobre todos los productos que hubiese en vigor en ese día. En el resto de clientes, unos 5.700, tomar la curva de carga

diaria de cada suministro, compararla con el Qd contratado y en aquellos en los que haya un exceso, generar un contrato intradiario al que aplicarle 5 veces el precio del intradiario que salga.

La facturación de los intradiarios, y su contratación, merecen un comentario adicional. Por lo que se puede ver en la fórmula para facturar los intradiarios, en la contratación se necesitará conocer las horas de contrato. Es decir, el distribuidor deberá tomar la hora en la que recibe la solicitud de intradiario, la hora para la que se solicita comenzar el intradiario, así como la hora a la que debe finalizar. Dada la naturaleza del contrato intradiario, esto podría implicar que el distribuidor un servicio de contratación de peajes abierto las 24 horas del día, 7 días a la semana para poder realizar validaciones que actualmente son un mero trámite administrativo. Esto que parece un tema menor, luego económicamente no lo es:

- Precisamente el tipo de suministros que eligen contratar a través de estos productos son aquellos que tienen los mayores consumos de gas y facturas de peaje más elevadas.
- Estas facturas son las que la CNMC revisa y audita pormenorizadamente en la liquidación SIFCO. De encontrar errores, de acuerdo a lo que dice la ley, el distribuidor deberá aportar la diferencia en la liquidación, sin poder refacturar dicha diferencia al comercializador si han pasado más de 6 meses (y por regla general, en el momento en que la CNMC audita estos ingresos han pasado más de 6 meses), y por lo tanto afectando a sus ingresos, sin haber tenido nunca el beneficio.

En síntesis, pasamos de tener una facturación con un nivel de complejidad y especialización elevado en una parte del mercado a que en esa parte compleja del mercado pase a ser tener un nivel de complejidad mayor y además dicho nivel de complejidad sea aplicable a todos los clientes con telemetria, multiplicando por lo tanto la carga de trabajo de contratación y facturación de clientes industriales por más de 6 veces.

Se hubiera generado una complejidad operativa mucho menor si en vez en la propuesta de Circular se hubiera establecido un esquema de penalizaciones que no requiriese de la realización de contratos diarios.

XVII

EXISTE UNA SERIE DE COSTES QUE LA NUEVA METODOLOGÍA NO CONTEMPLA QUE SE RECUPEREN CON CARGO A LOS PEAJES DE REGASIFICACIÓN.

La propuesta de Circular plantea un peaje de otros costes de regasificación, que incluye la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de la actividad de regasificación, los costes de El Musel y la sentencia del Tribunal Supremo. En el punto 6.6 de la Memoria se afirma que estos costes no están asociados al uso de las instalaciones, y que por este motivo se instrumenta un peaje que deberá ser pagado por toda la demanda.

Sin embargo, la Retribución por Continuidad de Suministro es un coste propio de la actividad de regasificación, por lo que debería estar incorporado en el coste atribuido a los servicios prestados por dichas plantas.

Por su parte, El Musel puede tener consideración de un coste hundido, pero en todo caso se trata de una planta de regasificación. Consideramos que sería más adecuado que sus costes remanentes sean asignados a los servicios de las plantas de regasificación.

Finalmente, la sentencia del Tribunal Supremo reconoce a ENAGAS unas retribuciones pendientes derivadas de la ampliación de las plantas de Cartagena y Huelva, realizadas en los años 2004 y 2005. De nuevo se trata de costes relacionados con la actividad de regasificación.

Por todo ello, se hace evidente que estos costes se deben recuperar mediante los peajes de regasificación.

XVIII

RESERVA EXPRESA DE DERECHOS Y ACCIONES

Las alegaciones y solicitudes anteriores se entienden hechas sin perjuicio de la reserva del derecho de esta sociedad y de sus accionistas directos e indirectos a invocar estas mismas u otras razones y peticiones ante cualquier otra instancia, jurisdicción o cualquier otra vía o mecanismo de reclamación a la que tengan derecho a acudir.

En virtud de lo expuesto

AL PLENO DEL CONSEJO DE LA COMISION NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA SOLICITA que teniendo por presentado este escrito, se sirva admitirlo, y en sus méritos tenga por formuladas las alegaciones que en el mismo se contienen y acuerde en consecuencia.

Es Justica, que respetuosamente solicita en Madrid a 27 de septiembre de 2019.

**NOMBRE QUESADA
MORALES VICTOR
ANTONIO - NIF
46561301D**

Firmado digitalmente por NOMBRE QUESADA
MORALES VICTOR ANTONIO - NIF 46561301D
Nombre de reconocimiento (DN):
1.3.6.1.4.1.16533.30.1=MORALES, sn=QUESADA,
givenName=VICTOR ANTONIO,
serialNumber=46561301D, title=Abogado,
st=Barcelona, c=ES, o=Il.lustre Col.Legi d'Advocats
de Barcelona / ICABCN / 2012, ou=08037 / 31261,
cn=NOMBRE QUESADA MORALES VICTOR ANTONIO
- NIF 46561301D,
email=vaguesada@gasnatural.com
Fecha: 2019.09.30 16:58:09 +02'00'

Firmado: Víctor Antonio Quesada Morales