



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR  
XX/2019, DE X DE DICIEMBRE, DE LA COMISIÓN  
NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA  
COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA  
METODOLOGIA PARA DETERMINAR LA  
RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS  
NATURAL**

**27 de noviembre de 2019**

**CIR/DE/007/19**

## INDICE

<b>1. OBJETO .....</b>	<b>5</b>
<b>2. NORMATIVA APLICABLE .....</b>	<b>5</b>
<b>3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR .....</b>	<b>6</b>
<b>4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO .....</b>	<b>7</b>
<b>5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS .....</b>	<b>9</b>
<b>6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN .....</b>	<b>10</b>
<b>6.1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica .....</b>	<b>11</b>
<b>6.2. Consulta a los agentes.....</b>	<b>14</b>
6.2.1. Alegaciones de tipo general de los agentes.....	14
6.2.2. Alegaciones sobre la metodología retributiva.....	17
<b>6.3. Valoración de las alegaciones recibidas.....</b>	<b>20</b>
6.3.1. Valoración de las alegaciones sobre conformidad con las orientaciones de política energética.....	20
6.3.2. Valoración de alegaciones particulares de MITECO al texto de la circular.....	20
6.3.3. El cambio de modelo contenido en la nueva propuesta.....	21
<b>7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO .....</b>	<b>21</b>
<b>7.1. Descripción del Contexto Actual .....</b>	<b>21</b>
<b>7.2. Actualización y ajuste de los parámetros retributivos.....</b>	<b>39</b>
<b>7.3. Aspectos relevantes y principales novedades de la metodología de retribución .....</b>	<b>41</b>
7.3.1. Introducción: líneas directrices del modelo .....	41
7.3.2. Estructura de la Circular.....	42
7.3.3. Disposiciones Generales.....	43
7.3.4. Retribución anual por los costes por el uso de las instalaciones	44
7.3.5. Retribución de Distribución por mercado existente a 31 de diciembre de 2020.....	45
7.3.6. Retribución por Desarrollo de Mercado.....	48
7.3.7. Retribución Transitoria de Distribución (RTD).....	51
7.3.8. Productos y servicios conexos .....	52
7.3.9. Instalaciones de distribución, planes de desarrollo y de cierre de instalaciones. ....	53
7.3.10. Inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo....	55
7.3.11. Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad .....	55

7.3.12. Sobre la prudencia financiera requerida a los titulares de activos de distribución de gas natural. ....	56
7.3.13. Sobre el devengo de la retribución reconocida .....	56
7.3.14. Apartados sobre Requerimientos de información adicional, Incumplimiento de obligaciones derivadas de la Circular, Inspecciones y Confidencialidad. ....	56
7.3.15. Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación .....	57
7.3.16. Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021 .....	57
7.3.17. Disposición adicional tercera. Unidades de aplicación.....	57
7.3.18. Disposición adicional cuarta. Valor de los parámetros incluidos en la Circular .....	57
7.3.19. Disposición adicional quinta. Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera .....	57
7.3.20. Disposición Adicional sexta. Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos regulados en productos y servicios conexos .....	58
7.3.21. Disposición Adicional séptima. Información de puntos de suministro y demanda del año 2000.....	58
7.3.22. Disposición transitoria primera. Retribución por captación de nuevo mercado correspondiente a la variación de puntos de suministro de 2020.....	58
7.3.23. Disposición transitoria segunda. Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021.....	58
7.3.24. Disposición transitoria tercera. Retribución municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021 .....	58
7.3.25. Disposiciones final.....	58
<b>8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR.....</b>	<b>59</b>
<b>8.1. Impacto económico .....</b>	<b>59</b>
<b>8.2. Impacto sobre la competencia .....</b>	<b>59</b>
<b>8.3. Impacto presupuestario.....</b>	<b>60</b>
<b>8.4. Otros impactos .....</b>	<b>60</b>
<b>8.5. Análisis coste-beneficio.....</b>	<b>60</b>
<b>9. CONCLUSIONES .....</b>	<b>61</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>1</b>
<b>A. Metodologías retributivas .....</b>	<b>2</b>
<b>Análisis de alternativas .....</b>	<b>2</b>
<b>Metodologías retributivas en la Unión Europea .....</b>	<b>5</b>

**B. El gas natural en el Plan Nacional Integrado de Energía y  
Clima (PNIEC) 2021-2030 ..... 13**

## **MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR XX/2019, DE X DE X, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA RETRIBUCIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL**

### **1. OBJETO**

Constituye el objeto de la presente memoria justificar y explicar la metodología que establece la Circular para determinar la retribución anual de los sujetos que realizan la actividad de distribución de gas natural que se financia con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas cuya aplicación se iniciará el 1 de enero de 2021.

### **2. NORMATIVA APLICABLE**

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación con las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó, en lo relevante a estos efectos, la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Como resultado de dicha modificación, se asignó a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer para el sector del gas natural, y mediante circular, la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución de gas natural, conforme a las orientaciones de política energética que se establezcan.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 7.1 bis de la modificada Ley 3/2013, le corresponde a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución de la actividad de distribución de gas natural, para lo que habrá de atenerse a las metodologías aprobadas al respecto.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, citada, tiene por objeto regular el régimen jurídico de las actividades relativas a los hidrocarburos líquidos y gaseosos. En su artículo 75, establece que los distribuidores tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de su actividad dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV, de dicha Ley.

El Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, aprobado finalmente como

Ley 18/2014, de 15 de octubre, y la Orden IET/2355/2014<sup>1</sup>, de 12 de diciembre, desarrollaron un nuevo modelo retributivo para la actividad de distribución, entre otras, siendo de aplicación a partir del día 5 de julio inclusive, día de publicación del citado Real Decreto-ley en el Boletín Oficial del Estado. El nuevo modelo introdujo diversas medidas en relación con la sostenibilidad económica del sector del gas natural, estableciendo el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista como principio rector y enumerando los costes del sistema que serán financiados mediante ingresos del sistema. Asimismo, establecieron límites a los desajustes temporales entre ingresos y costes y la imposibilidad de revisar los peajes y cánones, mientras existan anualidades pendientes de amortizar de años anteriores.

### **3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR**

Las funciones asignadas a la Comisión de los Mercados y la Competencia en materia de metodología de retribución serán de aplicación una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, durante el cual se aplicarán las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

El fin de la Circular es establecer la metodología para determinar la retribución anual de los sujetos que realizan la actividad de distribución de gas natural que se financia con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas cuya aplicación se iniciará el 1 de enero de 2021.

Para ello, se actualiza el modelo de retribución vigente conservando los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo, además de tomar en consideración el futuro del mercado del gas. Todo ello mediante una transición progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.

El desarrollo de la Circular se ha realizado conforme a los principios de necesidad, eficacia, proporcionalidad, seguridad jurídica, transparencia, y eficiencia que establece el artículo 129 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, sobre principios de buena regulación.

De acuerdo con el artículo 60.2 de la Ley 18/2014, los parámetros de retribución de las actividades de distribución de gas natural se fijarán por periodos de 6 años, teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, la demanda de gas, la evolución de los costes, las mejoras de eficiencia y una rentabilidad adecuada a las actividades. Por tanto, antes de finalizar el período regulatorio vigente es necesario determinar si los parámetros de retribución se adecuan a esos factores.

---

<sup>1</sup> Orden por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014. [http://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13057](http://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-13057)

La necesidad de la Circular viene determinada, además, como demuestra el análisis técnico de esta Memoria, por el hecho de que las empresas obtuvieran en el periodo regulatorio actual, rentabilidades de los recursos financieros invertidos superiores a lo que sería una rentabilidad adecuada para una actividad de bajo riesgo, mientras que los consumidores han visto incrementados notablemente los importes que debían sufragar a través de peajes y cánones. La actualización de la metodología retributiva vigente es el instrumento más eficaz para reconducir los desequilibrios observados.

La proporcionalidad de la Circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la retribución anual de sujetos que realizan la actividad de distribución de gas natural por los costes incurridos. Esto es, establece las fórmulas para determinar la retribución de las empresas; recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar para registrar los cambios tras operaciones de compra venta; y define los procedimientos de comunicación de los productos y servicios conexos y la prudencia financiera requerida a las empresas.

La Circular se aprueba de acuerdo con el nuevo marco competencial definido en la normativa europea y que, finalmente, fue transpuesto por el Real Decreto-ley 1/2019. Por su parte, la propia Circular establece un marco normativo estable para el periodo 2021-2026, en consonancia con lo dispuesto en la Ley 18/2014. La Circular es predecible porque está basada en los principios que emanan de la Ley 34/1998, la Ley 18/2014 y del Real Decreto-ley 13/2012, preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, adaptándolas al mercado de gas. Por último, la Circular integra los nuevos desarrollos con la normativa vigente, lo que genera un marco normativo integrado, claro y cierto, que facilita su conocimiento y comprensión, para vertebrar la actuación y toma de decisiones por los interesados.

El principio de transparencia se cumple al definir claramente los objetivos de la Circular y su justificación posibilitando que los potenciales destinatarios tengan una participación activa en la elaboración de la misma.

El principio de eficiencia se respeta porque la Circular busca generar las menores cargas administrativas para los administrados, así como los menores costes indirectos, fomentando el uso racional de los recursos públicos. Para ello, se ha determinado y analizado cuáles eran los procedimientos administrativos explícitos e implícitos resultantes de la aplicación de la metodología retributiva vigente con objeto de dar coherencia con otros procesos/procedimientos administrativos recogidos en la normativa sectorial (planificación de instalaciones, autorización de instalaciones, cierre de instalaciones, liquidación de ingresos generados contra retribución reconocida de las empresas, etc.).

#### **4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO**

La Circular opta por una actualización para el próximo periodo regulatorio de la metodología retributiva vigente. Esta actualización permite cumplir con los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998 y en la Ley 18/2014,

teniendo en cuenta las perspectivas del mercado gasista, todo ello mediante una transición progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.

Asimismo, la Circular recaba información de las instalaciones de distribución en servicio, de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución y también recaba información sobre productos y servicios conexos entendidos como aquellos que presta la empresa, distintos de las actividades con régimen económico regulado, mediante el uso o consumo de recursos de estas actividades.

Por otro lado, esta propuesta de Circular toma en consideración lo dispuesto en las orientaciones de política energética recogidas en el artículo octavo de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril<sup>2</sup>:

- a) En relación con la extensión del funcionamiento de la actividad, la nueva metodología garantiza una retribución suficiente para el mantenimiento de los activos de distribución existentes a 31 de diciembre de 2000.
- b) En relación con la no incentivación de la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no cubran los costes, la actualización de la metodología retributiva propuesta establece que la retribución por aquellos municipios de gasificación reciente como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio, al entender que es en este tipo de municipio donde pueda darse el riesgo enunciado en la orientación de política energética.
- c) En relación con la prudencia financiera, la metodología propuesta establece una penalización a las empresas para que las mismas mantengan un adecuado nivel de endeudamiento, medido mediante el establecimiento de determinados ratios financieros que lo valoran.
- d) En relación con la contribución a la lucha contra el cambio climático la nueva metodología establece incentivos al distribuidor para facilitar el suministro de gas natural vehicular a estaciones de servicios conectadas a la red de distribución.

Las funciones asignadas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia en materia de metodología de retribución son de aplicación plena una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, fecha en la que finaliza la vigencia de las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

---

<sup>2</sup> El artículo 1.1 del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en el ámbito de sus competencias de regulación, deberá tener en consideración las prioridades estratégicas establecidas por el Gobierno, que se materializarán en unas orientaciones de política energética adoptadas por orden del titular del Ministerio para la Transición Ecológica previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos.

La Circular, una vez aprobada, supondrá la aplicación desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2026 de la metodología de retribución recogida en la misma durante periodos regulatorios consecutivos de seis años.

## 5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

La Circular afectaría a cualquier disposición normativa aprobada con anterioridad que se oponga a lo dispuesto en la misma. En concreto, se trataría de las previsiones relativas a la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución del sector del gas natural incluidos en la siguiente normativa:

- Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.
- El Real Decreto 326/2008, de 29 de febrero, por el que se establece la retribución de la actividad de transporte de gas natural para instalaciones con puesta en servicio a partir del 1 de enero de 2008.
- Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural.
- Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los Biocarburantes.
- Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural.
- Órdenes Ministeriales y demás disposiciones de desarrollo publicadas desde 2002 como, por ejemplo, las Órdenes ECO/301/2002, ECO/30/2003, ECO/31/2004, ITC/102/2005, ITC/3655/2005, ITC/4099/2005, ITC/3993/2006, ITC/3863/2007, ITC/3802/2008, ITC/3520/2009, ITC/1890/2010, ITC/3354/2010, ITC/3128/2011, ITC/3587/2011, IET/2434/2012, IET/2812/2012, IET/2446/2013, IET/2355/2014, IET/2445/2014, IET/389/2015, IET/2736/2015, ETU/1977/2016, ETU/1283/2017, y TEC/1367/2018

En este sentido, cabe señalar que hasta la publicación del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, la aprobación de la retribución anual de las empresas distribuidoras, ya fuera provisional o definitiva, y el registro y modificación de las mismas tras operaciones de compra y venta de instalaciones venían siendo aprobadas por el Ministerio para la Transición Ecológica mediante Orden Ministerial, o mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas. A partir de la entrada en vigor del mencionado Real Decreto-Ley 1/2019, las materias relacionadas con la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución del sector del gas

natural, han de ser objeto de aprobación por la CNMC, siendo de aplicación una vez finalice el primer periodo regulatorio.

## 6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

En fecha 14 de febrero de 2019, la CNMC envió al Ministerio para la Transición Ecológica el plan para la tramitación de las Circulares a desarrollar por la CNMC, en cumplimiento del procedimiento establecido en la disposición transitoria primera del Real Decreto-ley 1/2019. En lo que se refiere a la propuesta de Circular por la que se establecen metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural, la CNMC indicó lo siguiente:

Figura 1: Extracto de la previsión de Circulares de desarrollo normativo de la CNMC para 2019 en aplicación del RDL 1/2019 comunicada por la CNMC al Ministerio.

Circular de desarrollo normativo	Descripción	Fecha prevista de inicio de tramitación (audiencia)	Fecha prevista de adopción
Circular por la que se establece la metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural	Metodología de retribución de la actividad regulada de distribución de gas natural para el segundo periodo regulatorio, manteniendo criterios que permitan un desarrollo eficiente de la red de distribución y compatible con la sostenibilidad del sistema	30/06/2019	01/11/2019

En fecha 20 de febrero de 2019, la CNMC procedió a realizar comunicación previa pública del calendario de circulares de carácter normativo, entre las que se encontraba la previsión de esta circular, con indicación de su contenido y objetivos, incorporándose al expediente las observaciones realizadas, tras la citada comunicación.

Por otro lado, en fecha 5 de abril de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica estableció las orientaciones de política energética en la Orden TEC/406/2019, de acuerdo con el procedimiento previamente mencionado. Esta Orden, en su artículo 9, sobre la Circular de metodología de retribución de la distribución de gas natural, dictamina:

*“1. La metodología de retribución de la distribución debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que hayan superado su vida útil retributiva, al objeto de contribuir a una gestión óptima de los recursos nacionales y bajo el principio de optimizar el retorno para los consumidores y mantener los activos ya construidos y amortizados en condiciones adecuadas de operación, evitándose su sustitución con un coste de reposición más elevado.*

*2. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, la metodología de retribución no debería incentivar la expansión de las redes de gas natural cuando los ingresos de los nuevos puntos de suministros no sean suficientes como para satisfacer los costes.*

*3. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de red de distribución.*

*4. Con objeto de contribuir a la lucha contra el cambio climático, la metodología de retribución debería introducir medidas para que el régimen económico sea compatible con la promoción del uso de los combustibles menos contaminantes y*

*menos emisiones de gases de efecto invernadero y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.”*

La CNMC elaboró una propuesta de Circular en la que se desarrolla una metodología que, conservando los principios establecidos en el modelo retributivo vigente –retribución base a la que se añade un ingreso por captación de mercado-, revisaba la retribución base conforme al valor auditado de los activos, como ya se hiciera en el año 2000.

En síntesis, consistía en la suma de un valor inicial de retribución calculado con base a la evaluación de los estados contables de las empresas y una retribución por desarrollo de mercado para inversiones posteriores (junto a unos ajustes por productividad y eficiencia)<sup>3</sup>. En concreto:

- El valor inicial, o Retribución Ordinaria de Distribución ( $ROD_a^e$ ) de las instalaciones existentes, consistía en una Retribución ordinaria de distribución base ( $ROD_{base}^e$ ) a la que se aplicaría en los años sucesivos un coeficiente que tenía en cuenta la amortización de los activos. La Retribución base se calculaba según los estados contables de 2018, 2019 y 2020 y tendría en cuenta la amortización, la retribución financiera y el coste de operación y mantenimiento de los activos.
- Las inversiones posteriores a la entrada en vigor de la metodología (1 de enero de 2021) se retribuirían según una fórmula paramétrica basada en la captación de mercado, o Retribución por Desarrollo de Mercado ( $RDM_a^e$ ), similar a la establecida en el anexo X de la Ley 18/2014.
- A lo anterior se deberían añadir ajustes retributivos por productividad y eficiencia ( $ARPE_a^e$ ).

Dicha Propuesta se remitió a al Ministerio para la Transición Ecológica para informe y se sometió a trámite de información pública que comenzó el 5 de julio y finalizó el 9 de agosto de 2019.

A continuación, se describen las observaciones recibidas sobre dicho borrador de Circular a raíz de las cuales, como más adelante se expone, esta Comisión ha decidido revisar su propuesta.

## **6.1. Informe del Ministerio para la Transición Ecológica**

En fecha 27 de junio de 2019, en cumplimiento del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, se remitió al Ministerio para la Transición Ecológica el proyecto de Circular.

<sup>3</sup> Su formulación era la siguiente:  $RD_a^e = ROD_a^e + RDM_a^e + ARPE_a^e$ .

En fecha 26 de julio de 2019 tuvo entrada en la CNMC el informe emitido por el Ministerio para la Transición Ecológica, donde se indica que el Ministerio *“valora positivamente la propuesta de circular remitida por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante CNMC), y comparte su enfoque general, de ajustar el modelo retributivo en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026, corrigiendo posibles ineficiencias detectadas en el modelo anterior”* pues, transcurrido el periodo 2014-2020, *“la memoria de la Circular identifica una sobrerretribución en la actividad de distribución”*.

El Ministerio señala asimismo que la memoria de la Circular *“identifica una sobrerretribución causada por la aplicación reiterada sobre la retribución inicial desde el año 2002 al 2013 de la fórmula de actualización automática incluida en la Orden ECO/301/2002”* y afirma que *“la propuesta de metodología para los activos teóricamente ya amortizados, garantizaría el cumplimiento del principio de rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos establecido en el artículo 94 de la Ley 34/1998”* además de ser *“coherente con el Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015) - INFIDE/091/17 aprobado por la CNMC”*.

Además, considera que *“la sobrerretribución de las actividades reguladas supone trasladar ineficiencias a los precios de venta del gas natural que pagan los consumidores, distorsiona la competencia de esta fuente de energía frente a otros combustibles más contaminantes, dificulta el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones y limita la competitividad de las empresas españolas. Asimismo, un precio de venta elevado del gas natural agrava el fenómeno de pobreza energética de los consumidores más vulnerables”*.

El informe indica que la Circular se adecua parcialmente a las orientaciones de política energética y señala la procedencia de convocar la Comisión de Cooperación prevista el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. Además, realiza consideraciones que han sido relevantes para la opción por el nuevo modelo que es objeto de especial atención por parte de esta Memoria. Así se señala:

Con carácter general, el informe señala que *“El impacto de la metodología propuesta no es reproducible por terceros ya que los datos de los estados contables no son directamente aplicables, al utilizarse criterios de homogenización en los costes de operación y mantenimiento considerados, y eliminarse las revalorizaciones de activos”* y se remite a desarrollos posteriores para conocer el impacto real.

Asimismo, como aspecto esencial del informe destaca que la rentabilidad futura de las inversiones realizadas en el periodo comprendido entre 2002 y 2020, que fueron tomadas de acuerdo con un marco retributivo función del mercado captado (ventas y clientes), podría verse afectada más allá de lo razonable con el nuevo modelo donde se retribuyen de acuerdo con el valor neto de los activos de 2020. En vista de ello, debería tenerse en cuenta el principio de rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos y de confianza legítima y seguridad jurídica.

En relación con dicha cuestión relativa al cambio de modelo de retribución, el informe se refiere de manera singular a la Retribución Ordinaria de Distribución (ROD), distinguiéndose el caso de ventas y clientes captados hasta 2002 del posterior a tal fecha. También efectúa consideraciones sobre la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM).

Sobre la Retribución Ordinaria de Distribución (ROD), el informe distingue, según lo comentado, el caso de ventas y clientes hasta 2002 del de ventas y clientes comprendidas entre dicha fecha y la entrada en vigor de la nueva metodología propuesta, del modo que se pasa a exponer:

- Ventas y clientes hasta 2002: Señala el informe que la propuesta es coherente con el citado Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015), INF/DE/091/17, en el que la CNMC recomendaba que, para el segundo período regulatorio (a iniciar en 2021), se revise en su conjunto el valor de la retribución de la actividad de distribución y, en particular, la retribución por amortización y la retribución financiera de los activos puestos en servicio con anterioridad a 2001. Al respecto, el informe señala que, a tenor de la memoria, se ha identificado una sobrerretribución causada por la aplicación reiterada sobre la retribución inicial desde año 2002 a 2013 de una fórmula de actualización automática contenida en la Orden ECO/301/2002. En vista de los efectos desfavorables de la sobrerretribución, el informe considera la propuesta adecuada para el cumplimiento del principio de rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos.
- Ventas y clientes captados entre 2002 y la entrada en vigor de la propuesta de circular: Según lo indicado, el informe señala el cambio de modelo retributivo que supone la circular, al pasar de un marco retributivo en función del mercado captado a otro sistema basado en la valoración de activos netos.

El informe alude a la discriminación que supondría el que la metodología premie inversiones menos eficientes en ciertas áreas de distribución, junto a una discriminación consistente en que inversiones recientes recibirán una ROD mayor, al mismo tiempo que se les posibilita captar nuevo mercado (RDM), lo cual podría suponer una doble retribución en algún caso. Asimismo, la metodología a valor contable podría influir negativamente en decisiones de inversión.

El informe contiene comentarios adicionales sobre la mencionada retribución base de distribución (ROD). Entre ellos cabe considerar el relativo a que el cálculo de dicha ROD puede incentivar la sobreinversión por generar expectativas de nuevas valoraciones futuras de los activos invertidos.

Sobre la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM), el informe se refiere a la necesidad de tener en consideración las orientaciones de política energética en

lo relativo a la promoción de combustibles menos contaminantes y a la necesidad de conocer el importe de los peajes para realizar una adecuada valoración de dicho concepto.

Finalmente, en relación con la adaptación a las orientaciones de política energética el informe se refiere a diferentes cuestiones. Señala que debería analizarse si la Retribución por Extensión de Vida Útil (REUV) compensa suficientemente al titular para evitar la sustitución de la instalación. Indica asimismo que no es posible comprobar si se incentiva, o no, la expansión de las redes cuando los ingresos de los nuevos suministros no sean suficientes para cubrir los costes. En tal sentido, propone sustituir el valor concreto establecido para puntos de suministro en municipios de reciente gasificación por un parámetro cuyo valor se determine una vez aprobada la metodología de peajes. En línea con lo señalado en otros informes a circulares de metodología de retribución de la CNMC, alude a la necesidad de incorporar un principio de prudencia financiera. Finalmente, el informe considera que no se ha incluido ni analizado la promoción del uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable

En lo relativo a comentarios sobre el articulado del texto sometido a audiencia, el informe se refiere a la regulación de la inclusión de nuevas distribuidoras que pudieran crearse. Asimismo, en lo relativo a operaciones de transmisión de titularidad, propone repartir el término retribución ordinaria de distribución (ROD) en función de puntos de suministro y gas suministrado. Para ello, propone utilizar el peso que tiene la red transferida en la retribución por desarrollo de mercado (RMD).

## 6.2. Consulta a los agentes

En fecha 5 de julio de 2019, en cumplimiento del trámite de información pública, se publicó en la página web de la CNMC el proyecto de Circular de esta Comisión por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

El plazo para remitir observaciones finalizó el 9 de agosto, habiéndose recibido observaciones de veinticinco agentes que aunarían a empresas distribuidoras de gas, comercializadores de gas, Comunidades Autónomas (en adelante, CC.AA), Sindicatos, grupos de consumidores de gas, así como diferentes tipos de asociaciones: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**.

Mientras que otros cuatro agentes: **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indican no tener alegaciones a la Circular.

Los comentarios principales del resto de los agentes se resumen a continuación.

### 6.2.1. *Alegaciones de tipo general de los agentes*

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica “de acuerdo con lo indicado por la CNMC, el modelo que establece este proyecto de circular permite

*augmentar la libertad de las empresas a la hora de tomar decisiones; disminuye las necesidades de remisión de información; tiene en cuenta las nuevas inversiones necesarias para la inclusión de energías renovables y la digitalización de las redes; y posibilita el alargamiento de vida útil de las instalaciones. A lo que nada se puede objetar".* Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica que *"hemos de expresar una opinión general favorable al texto por su calidad técnica y claridad. Igualmente hemos de compartir, como expone la Memoria, y la Exposición de Motivos de la propuesta de Circular, toda regulación que permita reducir, o mejor suprimir, el desequilibrio entre ingresos y costes del Sistema Gasista, contribuya a la reducción de la factura final que pagan los consumidores por eliminación de ineficiencias o sobrerretribuciones y reparta las mejoras de eficiencia económica entre los agentes y los consumidores que sufragan el servicio, todo ello, naturalmente, permitiendo que los distribuidores obtengan una retribución razonable y predecible (con un cierto margen de flexibilidad dada la complejidad del sector) por su actividad empresarial".*

En su caso, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica que *"las empresas del sector han manifestado su preocupación por la idoneidad de cambios tan relevantes en la metodología de retribución en un sector de carácter estable como el gasista, lo que les ha llevado al anuncio por parte de alguna distribuidora de efectuar la interrupción de sus actividades de expansión de la red de gas natural, hecho que preocupa notablemente en esta Comunidad. La extensión del servicio de gas natural implica ventajas para las áreas actualmente no gasificadas, crecimiento económico y bienestar para los ciudadanos de la comunidad autónoma".* Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** solicita que la CNMC *"reconsidere su propuesta, iniciando un proceso de diálogo con los agentes afectados"*, pues la memoria adolece del detalle suficiente del impacto de la Propuesta para poder emitir un juicio sobre su contenido y repercusión para las empresas y ciudadanos del Principado de Asturias.

A su vez, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** señala que es oportuno la elaboración de una alternativa de ajuste retributivo pues la opción propuesta por la CNMC, basada en activos contables, hace que *"la valoración de activos y de la amortización contable de los mismos refleja diferentes criterios contables empleados por las compañías distribuidoras de gas, siendo muy difícil homogeneizar aspectos clave, además hay que tener en consideración que ha habido múltiples operaciones societarias entre las empresas del sector y de sus propiedades durante el periodo".* Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica que *"se debiera considerar a la actividad de gas, de acuerdo a su formulación de retribución en base a una actividad, con riesgo que se debiera reflejar en que la retribución que reciben los distribuidores por crecimiento en clientes y demanda asociada (Retribución por Desarrollo de Mercado) sin afectar significativamente a la retribución base, o en su caso poner límites de deterioro y afectación a la retribución base durante el periodo".*

Las asociaciones de consumidores industriales **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** valoran *"muy positivamente cada uno de los puntos*

propuestos por la CNMC, que permiten ese ajuste de la retribución por las actividades reguladas a la realidad del sector eliminando parte de la sobre retribuciones que perciben las compañías” que permiten incrementar la competitividad de los consumidores industriales en España. Asimismo, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** manifiesta “su total apoyo a dichas circulares con base en la Proposición No de Ley aprobada por el Congreso en nov de 2017” pues podría ser considerada para disminuir las sobrecargas de costes de urbanización que debe soportar los promotores inmobiliarios y “que dificultan la posterior producción de vivienda asequible en precio y renta”. Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, con carácter general, “dan su opinión favorable a las Circulares que la CNMC ha puesto a consulta, pero creen oportuno incluir unos comentarios a la situación general de las actividades de distribución de gas natural y electricidad, para que la CNMC, si lo cree conveniente, los tenga en cuenta en sus actuaciones”

**[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** transmite “su apoyo y visión favorable al recorte retributivo que se pretende acometer” e indica que “la Memoria que acompaña estas Circulares, realiza un profundo y riguroso análisis de los esquemas retributivos empleados hasta la fecha” e indica que “la sobre retribución de las actividades del transporte y distribución ha conducido a incrementos constantes anuales incluso semestrales de los peajes ATR”.

En opinión de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, “la CNMC ha seguido una mala praxis regulatoria”, que no era ni urgente ni necesario reevaluar en su totalidad el modelo retributivo, incidiendo que el impacto económico es muy sustancial y no está calculado con precisión. Asimismo, señala que “la reforma del sistema gasista que se plantea en las circulares debe ser mejorada para asegurar un sistema gasista seguro, eficiente y sostenible” y sugiere “abrir una ronda de diálogo abierto con los agentes encaminados a explorar todas las alternativas metodológicas”. Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** reiteran las valoraciones anteriores solicitando la suspensión del procedimiento seguido hasta ahora pues no ha sido respetuoso con los requerimientos legales y estándares internacionales de buena regulación, modifica de forma radical el marco retributivo actual, y es contrario a los principios legales de rentabilidad razonable y rentabilidad adecuada a la de una actividad de bajo riesgo. Además, se ofrecen y/o solicitan contribuir más activamente a construir un nuevo modelo retributivo desde una reflexión pausada.

A su vez, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**, consideran que “si la Propuesta llegara a implementarse tendría consecuencias imprevisibles y negativas a largo plazo para la sostenibilidad del sector del gas natural, supondría un daño al conjunto de la economía española, debilitaría la posición y reputación de España como destino de inversión y se pondría en peligro la financiación de la transición energética española”. Por su parte, **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** indica que hay aspectos que la Circular “no tiene en cuenta como que determina la gran disminución total de la retribución, pero no se detalla el impacto por cada distribuidora, y por tanto de las consecuencias indirectas en las empresas. Y tampoco se evalúa la

*disminución que dicho recorte en la retribución tendrá en la deuda y en la factura de los consumidores”.*

Los sindicatos, agrupaciones sindicales, secciones sindicales y/o comités de empresa [INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL], por lo general, señalan la necesidad de “*la creación de una mesa de diálogo*” entre todos los actores para que se recoja de forma proactiva las alegaciones de todos los actores y afectados, teniendo como eje central en las normativas el principio de Transición Justa y de protección del empleo y del tejido industrial, así como los principios de garantía y calidad de suministro para la ciudadanía y la industria.

Las alegaciones de los agentes versan de modo particular sobre la metodología retributiva y las consecuencias de la propuesta. Se resume a continuación.

#### 6.2.2. Alegaciones sobre la metodología retributiva

Prácticamente la totalidad de los sujetos han realizado alguna alegación sobre la metodología retributiva recogida en la Circular.

Los titulares de activos de distribución y sus inversores han cuestionado el procedimiento seguido para la tramitación de la Circular, pues lo consideran contrario a los principios de buena regulación y recomendaciones europeas.

En cuanto al modelo retributivo, alegan que no ha sido consensuado, pues no se ha contado con la opinión de los agentes del sector. Por ello, señalan, debe iniciarse un proceso de dialogo. En el mismo sentido se han recibido alegaciones de sindicatos y alguna Comunidad Autónoma. Asimismo, el modelo no sería predecible, ni la modificación necesaria, pues porque la distribución no está sobrerretribuida. En tal sentido, manifiestan la conveniencia de mantener el sistema de retribución actual, ya que el propuesto pone en grave riesgo la sostenibilidad del sistema de gas natural, tiene un alcance muy diferente a las anteriores modificaciones e introduce un recorte en retribución sin precedentes. Finalmente, consideran que la metodología propuesta se basa en premisas erróneas.

Por otro lado, los distribuidores solicitan la supresión de las disposiciones relativa a servicios conexos.

Sobre la adecuación de la Circular a los principios retributivos de rentabilidad razonable (art. 92.1 Ley 34/1998), rentabilidad adecuada a la de una actividad de bajo riesgo (art. 60 Ley 18/2014) y al principio retributivo de gestión eficaz y mejora de la productividad (art. 92.1 LSH), los distribuidores y sus inversores indican que la propuesta es contraria a dichos principios porque el impacto económico es desproporcionado, reduce de forma sustancial la rentabilidad, puede empeorar el rating crediticio, compromete la gestión, la sostenibilidad económica y la medioambiental, cuando el crecimiento de la demanda esperado acabará enjugando el déficit. Por otro lado, la retribución es insuficiente para los activos anteriores al 2002, para los activos construidos entre 2002 y 2020, y para los activos futuros. En vista de ello, vulnera el aseguramiento de la recuperación

de las inversiones y el permitir una razonable rentabilidad. Cuestionan asimismo el reparto de la mejora de productividad en OPEX entre empresas y consumidores, al considerar que se debe hacer de manera equitativa. Finalmente, la retribución por extensión de vida útil propuesta es insuficiente y, además, contraria a las Orientaciones de Política Energética en lo relativo al principio de incentivar una gestión eficaz y una mejora de la productividad. Los parámetros y variables utilizados no estarían justificados.

En cambio, los consumidores y comercializadores, indican que la metodología propuesta se valora muy positivamente de cara a la optimización de la sostenibilidad y eficacia del sistema gasista. Las asociaciones de consumidores indican que existe incluso margen de mejora, pues la rentabilidad de las compañías propietarias ha sido claramente superior a la de otras actividades reguladas, actualmente no existe necesidad de inversión y la construcción de infraestructuras se realizó sin una planificación detallada debido a que las empresas distribuidoras tenían la seguridad de que eventualmente iban a ser retribuidas con una elevada rentabilidad para el bajo riesgo que conllevaba la actividad que realizaban.

Sobre el concreto diseño del modelo retributivo, los distribuidores, sus inversores y sindicatos, indican que incumple las Orientaciones de Política Energética. Asimismo, señalan que supone un cambio, de un modelo retributivo basado en actividad, a un modelo híbrido basado en actividad y activos.

Así, el modelo vigente desde 2002 está basado en la actividad y se caracteriza por el establecimiento de una base retributiva en 2002 (a partir de estados financieros), que se tomaba como punto de partida para hacer nacer un modelo basado en la actividad. A ello se añadía una retribución posterior que respondía a un esquema de incentivo a la actividad (captación de puntos de suministro y gas suministrado), siendo éstos los criterios que han guiado las inversiones de la mayoría de las compañías. La asignación de retribución a los activos implicados en operaciones de transmisión de titularidad, se repartieron atendiendo el mercado atendido por estos (puntos de suministro y gas suministrado) y no el valor subyacente de los activos. Los ajustes de retribución realizados por la Ley 18/2014, no tuvieron en consideración el valor contable de los activos.

En cambio, el nuevo modelo propuesto sería un modelo mixto o híbrido, porque establece una retribución base en función de los estados financieros de 2020 y una retribución posterior que responde a un esquema de incentivo a la actividad o captación de mercado (puntos de suministro y gas suministrado) a partir 2021. Algún interesado considera que asignación de la retribución a los activos implicados en operaciones de transmisión de titularidad atendiendo al número de puntos de suministro atendido por estos es incoherente con el modelo retributivo. Asimismo, el sistema no toma en consideración los compromisos derivados del anterior régimen.

La mayoría de los distribuidores señalan que el modelo mixto puede producir efectos desiguales con las inversiones iniciadas antes del 2021: las

distribuidoras con inversiones más recientes recibirán mayor retribución por retribución ordinaria -ROD- (activos), a la vez que tendrán más posibilidades de captar nuevos puntos de suministro en los siguientes años obteniendo también mayor retribución por desarrollo de mercado -RDM-. Los distribuidores también señalan que posibilita la creación de expectativas sobre nuevas valoraciones de activos futuras.

Los distribuidores y alguna Comunidades Autónomas indican que la existencia de heterogeneidad (vidas útiles, criterios de activación, actualizaciones etc.) entre los estados financieros de unas y otras distribuidoras, dificulta la trazabilidad de ciertos datos, y da lugar a una posible discriminación. Por otro lado, los distribuidores señalan que los activos anteriores al 2002 no están completamente amortizados ni retribuidos financieramente (en realidad hay una infra-retribución y no una sobre-retribución) porque: a) El análisis de la CNMC utiliza el valor del inmovilizado neto en 2002 en lugar del valor bruto; b) Habría de incluirse la parte de las inversiones de mantenimiento realizadas desde 2002; c) Habría que considerar en el cálculo las reducciones de retribución que han supuesto las bajas de consumidores y las disminuciones en demanda, d) No se tiene en cuenta el valor temporal del dinero, al no aplicar la tasa de descuento utilizada implícitamente en el modelo del año 2002.

Por otro lado, los distribuidores señalan que los activos construidos entre 2002 y 2020 no tendrían asegurada su retribución por diversos motivos. Así, el periodo de 6 años, sin visos de continuidad, genera percepción de riesgo en la recuperación de las inversiones. Por otro lado, la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM), que podría llegar a tener signo negativo por bajas y disminución de demanda. Asimismo, la retribución base 2020 disminuirá por el efecto de la amortización a través del factor "f". Finalmente, los valores unitarios de mercado por si solos no garantizan la retribución adecuada para acometer las inversiones para dar suministro a nuevos puntos de suministro que lo soliciten (las distribuidoras están obligadas ex lege) sin el mantenimiento de la retribución base.

Los distribuidores han señalado asimismo que los activos construidos a partir de 2021 no tendrían asegurada su retribución porque no se recibe retribución por las inversiones en operación y mantenimiento de redes, así como en sistemas de información, o cualquier otra que se realicen a partir del 1 de enero de 2021 que no estén directamente relacionadas con la captación de nuevos puntos de suministro. A ello añaden que las inversiones posteriores a los activos en servicio actualmente relacionadas con la seguridad de la actividad (mantenimiento de red, sustitución de red, religamientos, sistemas de información etc.) no estarían retribuidas y son necesarias para la realización de la actividad ordinaria. En tal sentido, las empresas distribuidoras han alegado que se desincentiva la inversión para mayor digitalización, modernización, últimas técnicas de seguridad o mejoras de los activos en servicio

Sobre mejoras concretas del modelo retributivo propuesto, pocos sujetos han realizado propuestas concretas; dos organismos han propuesto aplicar la retribución marginal actual a los puntos de suministro y demanda asociados a

activos amortizados, mientras que varias asociaciones de consumidores proponer recortar directamente toda la retribución asociada a activos amortizados (anteriores a 2002).

### **6.3. Valoración de las alegaciones recibidas**

#### *6.3.1. Valoración de las alegaciones sobre conformidad con las orientaciones de política energética*

Si bien la Propuesta inicial en general daba satisfacción a las orientaciones de política energética, la Circular se ha modificado para responder a todas y cada una de las apreciaciones realizadas por el Ministerio, con lo que se cumple totalmente con todas las orientaciones realizadas.

En relación al principio de prudencia financiera, la Circular incorpora un nuevo capítulo relativo a la prudencia financiera requerida a los titulares de activos de distribución, donde se establece un incentivo negativo, incluido su procedimiento de cálculo, para aquellas empresas con actividad de distribución cuyos ratios se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables enunciados en el apartado quinto de la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

En relación con la incentivación, o no, de la expansión de las redes, se establece un límite a los ingresos de las empresas distribuidoras en municipios de reciente gasificación, con los ingresos por peajes.

En relación con la carencia de un análisis sobre la promoción del uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable, se ha incluido un nuevo concepto retributivo para que se incentive el gas natural vehicular mediante una retribución adicional por el gas suministrado a EE.SS. para dicho propósito.

#### *6.3.2. Valoración de alegaciones particulares de MITECO al texto de la circular*

En relación con el texto de la Circular propiamente dicho, el tratamiento de las distribuidoras que pudieran constituirse en este periodo regulatorio (2021-2026) ya se regulaba en el artículo 17 de la propuesta de Circular, no obstante, se aclara como se actuará con aquellas empresas que pudieran constituirse antes de 2021.

En operaciones de transmisión de titularidad, no es posible aplicar el mismo criterio de reparto para todos los conceptos retributivos. Por ejemplo, la retribución transitoria de distribución y la retribución por mejoras de productividad en los costes de operación y mantenimiento, son importes retributivos asociados directamente a la gestión del transmitente en el pasado y, por tanto, no derivan del activo traspasado; en consecuencia, han de permanecer en el transmitente.

En cuanto, al incentivo por liquidación de mermas, se ha procedido a clarificar que tanto transmitente como adquirente han de obtener el incentivo que les corresponda en el año de gas donde se produce la transmisión de instalaciones.

### *6.3.3. El cambio de modelo contenido en la nueva propuesta*

Como se desprende de los apartados previos, buena parte de las alegaciones recibidas, incluidas las del Ministerio para la Transición Ecológica, han puesto de manifiesto la conveniencia de reforzar el principio de rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos, así como la continuidad con la forma de cálculo de la retribución hasta ahora vigente.

En vista de ello, tras un análisis de las alternativas metodológicas, esta Comisión ha optado por mantener el modelo de actividad, de modo continuista con el marco retributivo actual, a fin de maximizar la seguridad jurídica, favoreciendo la gradualidad del ajuste a lo largo del periodo retributivo 2021 a 2026 y la proporcionalidad del mismo, todo ello en el marco de un contexto en el que las inversiones realizadas cuando se fijó la base retributiva ya se han recuperado una vez se cumple el período de vida útil de las mismas y que podría dar lugar a sobrerretribución de la actividad en caso de que no se corrija. La nueva Propuesta y el análisis técnico que sustenta la misma se explican con más detalle en el apartado siguiente.

A la vista de que la nueva Propuesta contiene cambios sustanciales con respecto a la sometida a consulta pública el 10 de julio de 2019, con vistas a preservar el principio de transparencia y de la seguridad jurídica para todas las partes, así como garantizar plenamente la participación efectiva de todos los agentes en la elaboración de la norma, se ha optado por realizar un nuevo trámite de audiencia.

## **7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO**

### **7.1. Descripción del Contexto Actual**

#### **7.1.1 Metodología retributiva vigente para la actividad de distribución**

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 para la actividad de distribución lo establecen la Ley 34/1998<sup>4</sup> y la Ley 18/2014<sup>5</sup> y demás disposiciones de desarrollo. Se caracteriza por ser un modelo paramétrico que se compone de una retribución base determinada para un año concreto, o de referencia, más una retribución por el crecimiento de las redes de distribución y del mercado, asociada a las variaciones acumuladas, desde el año de referencia, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado. Más específicamente:

- El modelo retributivo vigente está desarrollado en el Anexo X de la Ley 18/2014, donde se establece:

<sup>4</sup> Art. 75.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998.

<sup>5</sup> Art. 60, Art. 62, Art. 63 y Anexo X de la Ley 18/2014.

- a) Una retribución base determinada a 31/12/2013 (RD2013) para cada empresa cuyo valor se estableció tras reducir en 110,7 millones de euros la retribución de la actividad para el año 2013 resultante de la metodología retributiva establecida por el Real Decreto 949/2001, la Orden ECO/301/2002 y demás disposiciones posteriores de desarrollo, y determinar unas retribuciones unitarias que aplicarían al número medio de puntos de suministro del año y la cantidad de gas suministrada por redes de presión inferior a 4 bar y de presión entre 4 y 60 bar de cada distribuidora.
  - b) Una retribución por captación de mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde 31 de diciembre de 2013, del número medio de puntos de suministro del grupo de peajes 3 ( $P \leq 4$  bar), así como de la variación del gas suministrado (kWh) en los grupos suministrados por redes de  $P \leq 60$  bar, es decir los grupos de peajes 2 ( $4 < P \leq 60$  bar) y 3 ( $P \leq 4$  bar).
- Se estableció una diferenciación clara entre cómo se retribuyen los activos de distribución puestos en marcha antes y después del 31 de diciembre de 2013.
  - Los primeros son retribuidos por medio de la Retribución Base 2013 empleada en los cálculos de retribución del Anexo X de la Ley 18/2014, mientras que los activos puestos en servicio desde el 1 de enero de 2014, lo serían por medio de la retribución por captación de nuevo mercado (RN) asociada a las variaciones acumuladas, desde el 31/12/2013, del número medio de puntos de suministro y del gas suministrado según lo expuesto más arriba.

Por lo tanto, este modelo retributivo actual puede identificarse como un modelo de retribución mixto ya que:

1. Determina la retribución base de cada empresa de forma que se retribuyan los costes de inversión y su recuperación, y los costes de explotación, todo ello teniendo en cuenta el año base de referencia.
2. Establece un nivel de ingresos máximo por cada nuevo punto de suministro y/o por variación de los kWh suministrados, según el grupo de peaje, retribuyendo de ese modo la captación y desarrollo del mercado atendido.

De esta forma, se fomenta la gestión eficiente en el desarrollo de las redes de distribución, de forma que se proporcionan señales para que la distribuidora seleccione, de entre sus posibles nuevas inversiones, aquellas que sean más eficientes y minoren sus costes por cada nuevo punto de suministro o kWh suministrado. De hecho, la aplicación de este modelo retributivo puede atemperar el efecto "Averch-Johnson", o de tendencia a la sobreinversión de las

empresas reguladas, si se desligan los ingresos retributivos y márgenes obtenidos de los costes incurridos reconocidos.

se realizó un análisis sobre las metodologías retributivas para la distribución de gas natural vigentes en la mayoría de los países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas distribuidoras

En el Anexo se realiza una recopilación de las opciones de metodología retributiva más comunes en actividades reguladas de red, a la vez que se resume el análisis sobre las metodologías retributivas para la distribución de gas natural vigentes en la mayoría de los países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas distribuidoras.

### **7.1.2. Resultados y consecuencias observados de la aplicación de la metodología retributiva vigente**

Con el objeto de establecer un marco de referencia, se han valorado los resultados del modelo retributivo aplicado a la actividad de distribución de gas natural en los últimos años.

El artículo 92 de la Ley 34/1998, sobre criterios para la determinación de peajes, cánones y cargos, establece los principios retributivos básicos (contenidos igualmente en el artículo 15.1 del Real Decreto 949/2001):

*“Los peajes y cánones deberán establecerse de forma que su determinación responda en su conjunto a los siguientes principios:*

- a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.*
- b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.*
- c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.”*

A lo anterior se deben añadir los principios de sostenibilidad económica y financiera, y de realización de las actividades al menor coste para el sistema gasista, establecidos por la Ley 18/2014, en particular los apartados 1<sup>6</sup>, 2<sup>7</sup>, 3<sup>8</sup> del

---

<sup>6</sup> *“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.”*

<sup>7</sup> *“Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas”.*

<sup>8</sup> *“Las empresas titulares de activos sujetas a retribución regulada a las que se apliquen, en alguna de sus áreas, normativas específicas que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen, podrán establecer convenios u otros mecanismos con las Administraciones*

artículo 59 (sostenibilidad económico-financiera del sistema, ingresos destinados a retribuciones y sobrecostes no contemplados) y el apartado 1<sup>9</sup> (empresa eficiente y bien gestionada al mínimo coste) del artículo 60.

El grado de cumplimiento de estos principios establecidos normativamente, se puede analizar teniendo en cuenta aquellos factores que se consideran más significativos para los consumidores (impacto en el **precio final del gas natural** y en los **peajes de acceso** a las instalaciones) y para el sistema gasista en su conjunto (**evolución del déficit anual del sistema**, endeudamiento acumulado e impacto en los **resultados económicos de las empresas** recogidos en sus estados financieros).

- **Sobre el impacto en el precio de gas natural para los consumidores finales.**

El precio final que el consumidor de gas natural ha de abonar se puede considerar uno de los factores más relevantes a efectos de valorar el resultado de la gestión económica habida en el sistema gasista para el periodo analizado.

El precio es un parámetro que resume de una manera simple el resultado de la gestión realizada y las eficiencias o ineficiencias que existen, máxime cuando el mismo se compara con el precio del gas en otros países del entorno, para consumidores equivalentes, y a lo largo del tiempo.

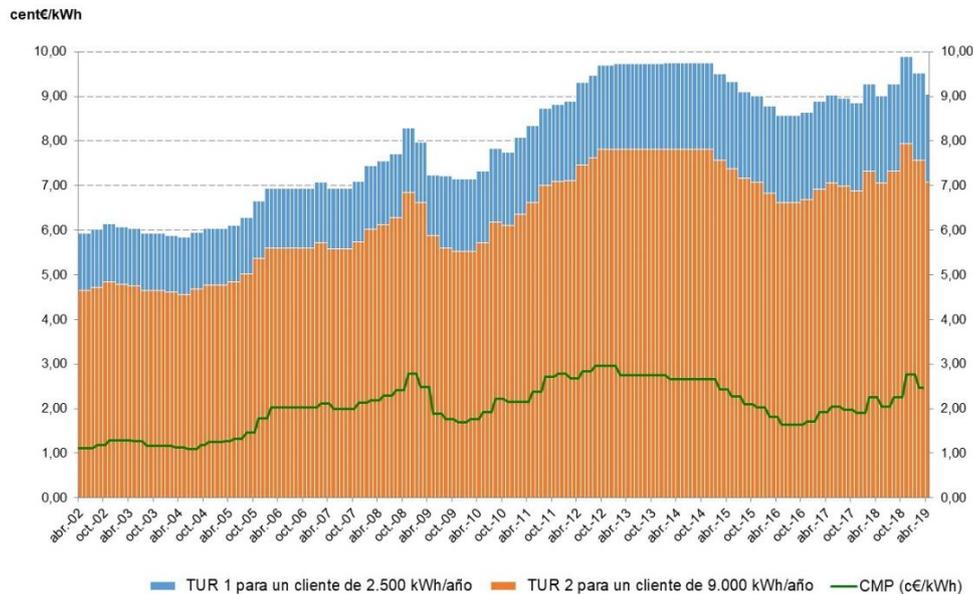
Para analizar la evolución del precio final del gas natural a los consumidores domésticos en España, se puede observar la evolución del precio de la tarifa de último recurso. Además, al compararlo con el coste de materia prima (precio del gas) se observa, por diferencia, la subida de peajes que han sufrido los clientes domésticos.

---

*Públicas para cubrir el sobrecoste ocasionado. En ningún caso el sobrecoste causado por estas normas formará parte de la retribución reconocida a estas empresas, no pudiendo por tanto ser sufragado a través de los ingresos del sistema gasista”.*

<sup>9</sup> *“En la metodología retributiva de las actividades reguladas en el sector del gas natural se considerarán los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Estos regímenes económicos permitirán la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo”.*

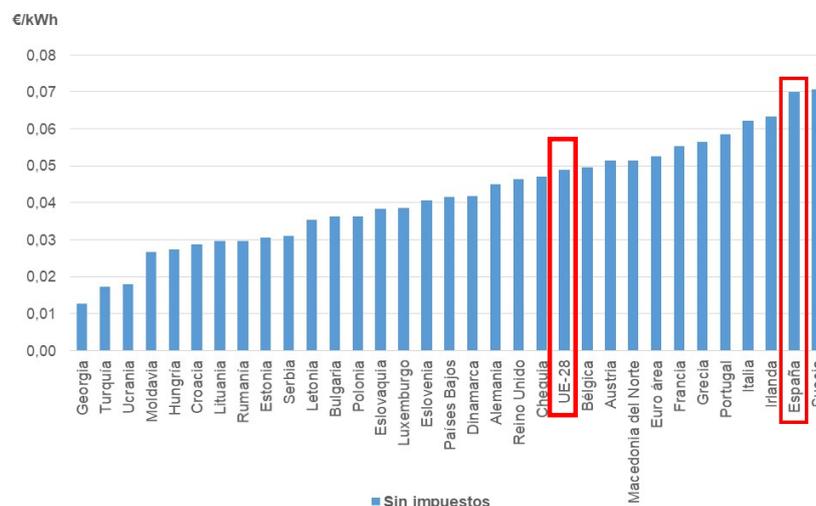
Gráfico 1. Evolución de precios finales del gas natural para consumidores a Tarifa TUR 1 y TUR 2 comparados con el Coste de materia prima.



Para comparar los precios finales del gas natural de los consumidores españoles con los consumidores europeos se usan las estadísticas proporcionadas por Eurostat sobre los precios<sup>10</sup> del gas natural para los consumidores finales –domésticos e industriales–, facturados y pagados por dichos consumidores.

En el caso de los consumidores domésticos, es relevante observar que, de acuerdo con los datos de Eurostat, los consumidores españoles son los que tienen el segundo precio final de gas – antes de impuestos – más caro de toda Europa en el segundo semestre de 2018.

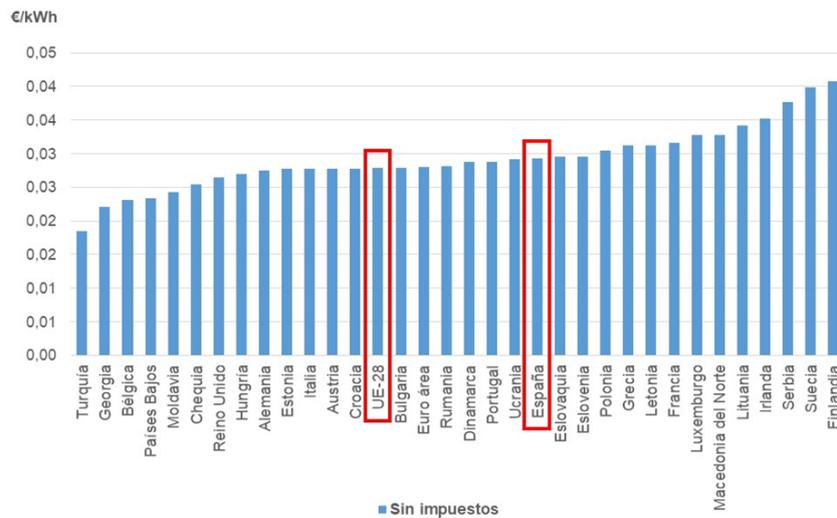
Gráfico 2. Precios finales del gas natural para clientes domésticos, sin impuestos, en zona Euro (€/kWh). Segundo semestre de 2018



<sup>10</sup> Precio del gas que incluye el coste de los peajes, la materia prima y la comercialización de la misma. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural\\_gas\\_price\\_statistics/es](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics/es)

En el caso de los consumidores industriales, y tomando como referencia el escalón de consumo de 2.778-27.780 MWh/año, correspondiente a un consumidor pequeño o mediano (2.2 o 2.3) el precio final antes de impuestos en el segundo semestre de 2018 se muestra ligeramente superior a la media europea.

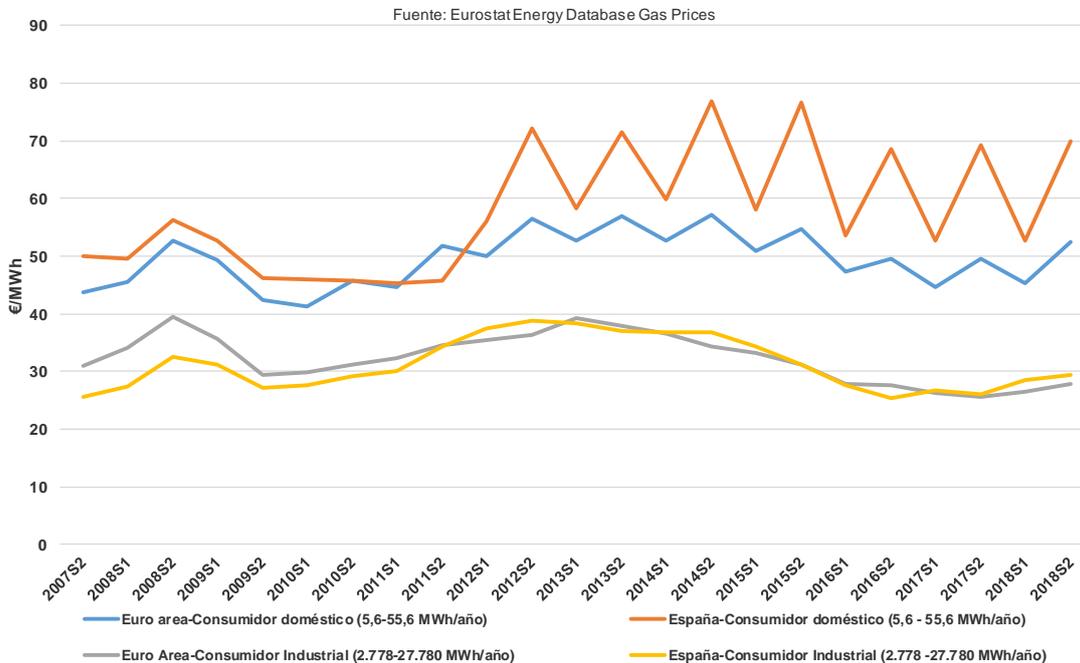
Gráfico 3. Precios finales del gas natural para clientes industriales, sin impuestos, en zona Euro (€/kWh). Segundo semestre de 2018



Para realizar el análisis a lo largo de los años se comparan los precios finales del gas natural en España y en los países pertenecientes a la zona euro<sup>11</sup>, para el periodo 2007-2018, y para los dos tipos de consumidores considerados.

<sup>11</sup> Zona euro (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17-2013, EA18-2014, EA19)

Gráfico 4. Evolución de precios finales del gas natural sin impuestos en España y en zona Euro (€/MWh).



Para los periodos analizados, se observa que, el consumidor doméstico en España paga un precio final por el gas natural sin impuestos más que el consumidor doméstico de la zona euro, y que el consumidor industrial en España paga un precio similar al consumidor industrial de la zona euro.

Figura 2. Comparación precios finales medios del gas natural sin impuestos en España y zona Euro periodo 2007-2018.

En €/MWh	Promedio 2007-2018	Promedio 2007-2011 (1)	Promedio 2012-2018 (2)	Variación (2) s/ (1) %
<b>Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)</b>				
Euro área	49,5	46,4	51,5	11,0%
España	58,0	48,7	64,0	31,5%
Variación España s/ Euro área (%)	17,2%	4,9%	24,3%	
<b>Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)</b>				
Euro área	32,3	33,0	31,9	-3,5%
España	31,3	29,5	32,5	10,2%
Variación España s/ Euro área (%)	-3,3%	-10,8%	1,8%	

Fuente CNMC- Eurostat

En el análisis de la Figura 2 se pueden ver significativas diferencias en la evolución de los precios en los periodos 2007-2011 y 2012-2018. De dicho análisis se puede concluir que:

- Los precios del gas en España sin impuestos en el periodo 2012-2018 han sido sustancialmente superiores respecto a 2007-2011. Además, la subida es muy superior a la habida en la zona euro, tanto para el consumidor doméstico, como para el industrial. Ello ha supuesto un incremento en los precios del 31,5% y del 10,2% respectivamente, frente

a la variación de los precios en la zona euro del 11,0% y del -3,5% respectivamente.

- El consumidor doméstico en España ha pagado en el periodo 2012-2018 un precio, sin impuestos, un 24,3% superior al pagado por el consumidor promedio en la zona euro.
- El consumidor industrial en España ha pagado en el periodo 2012-2018 un precio, sin impuestos, un 1,8% superior al pagado por el consumidor promedio en la zona euro.
- En el periodo 2012-2018 se ha perdido la ventaja competitiva que tenía el consumidor industrial español en el periodo 2007-2011, frente al consumidor industrial promedio de la zona euro, al pasar de un precio en España en el periodo 2007-2011 un 10,8% inferior a precio en la zona euro, a un precio 1,8% superior en el periodo 2012-2018.

Por lo tanto, y en relación con los precios finales del gas (sin impuestos) se puede indicar que en el periodo 2012-2018, respecto al periodo anterior analizado, ha habido un deterioro general de los precios del gas natural en España frente a los precios del gas natural promedios en la zona euro, con la correspondiente pérdida de competitividad para los consumidores españoles.

Se puede profundizar el análisis anterior descomponiendo el precio del gas natural en España en dos partidas: el gas natural (materia prima) y el del resto de conceptos asociados, principalmente costes de peajes y comercialización, aunque también recoge costes de existencias mínimas de seguridad, márgenes, etc.

La evolución de ambas partidas se analiza, tomando como referencia el precio del gas como materia prima puesto en la frontera (precio del gas en aduanas) y, por otro lado, el resultado de sustraer de los precios para el consumidor final, el precio de gas en aduanas (precio otras partidas: principalmente peajes y comercialización).

Figura 3. Evolución de los costes habidos por peajes y comercialización (y otras partidas) del gas en España periodo 2007-2018.

En €/MWh	Promedio 2007-2018	Promedio 2007-2011 (1)	Promedio 2012-2018 (2)	Variación (2) s/ (1) %
<b>Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)</b>				
Precio final del g. n. sin impuestos a consumidor final (a)	58,0	48,7	64,0	31,5%
Precio del g. n. en frontera España (Aduanas) (b)	20,9	19,5	21,9	12,7%
<b>Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc.) (a-b)</b>	<b>37,1</b>	<b>29,2</b>	<b>42,1</b>	<b>44,1%</b>
<b>Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)</b>				
Precio final del g. n. sin impuestos a consumidor final (a)	31,3	29,5	32,5	10,2%
Precio del g. n. en frontera España (Aduanas) (b)	20,9	19,5	21,9	12,7%
<b>Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc.) (a-b)</b>	<b>10,4</b>	<b>10,0</b>	<b>10,5</b>	<b>5,3%</b>

Fuente CNMC- Eurostat

En el periodo 2012-2018 frente al periodo 2007-2011, se observa que, mientras la partida que engloba los costes asociados (principalmente peajes y comercialización) del gas natural para los consumidores industriales ha evolucionado de forma contenida (5,3%) con respecto al precio del gas natural como materia prima (12,7%), esto no ha sido así para los consumidores domésticos. En este caso dicha partida ha aumentado un 44,1% frente al mencionado 12,7%. Por tanto, los consumidores domésticos son los que han soportado los mayores incrementos en los costes por comercialización, peajes y cánones.

- **Sobre la evolución de los peajes**

El segundo factor relevante es la evolución de los distintos peajes por el uso de las infraestructuras gasistas, incluyéndose en este apartado los más representativos: el peaje de transporte y distribución, y el de regasificación.

En la Figura 4 se pone de manifiesto que los peajes se han incrementado muy por encima de otros índices de precios de carácter general comparables, como pueden ser los índices de precios industriales para bienes de equipo para consumidores industriales, o el índice de precios de consumo para los consumidores domésticos.

Figura 4. Evolución del peaje de transporte y distribución vs. otros índices de precios de carácter general en España periodo 2007-2018.

PEAJE T&D GAS	Subida de peaje 2007-2018 (%)		Subida de peaje 2007-2011 (%)		Subida de peaje 2011-2018 (%)		Incr. anual acumulado 2007-2018 (en %)
	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	
Reserva de capacidad	54,46%	-	36,44%	-	13,21%	-	4,03%
Conducción							
1.3	63,71%	63,83%	44,61%	44,68%	13,21%	13,24%	4,58%
2.3	63,70%	63,48%	44,60%	44,37%	13,21%	13,24%	4,58%
3.2	20,88%	19,87%	6,68%	3,65%	13,31%	15,65%	1,74%
Regasificación	44,89%	45,00%	27,98%	28,75%	13,21%	12,62%	3,43%
ÍNDICES INE	EVOLUCIÓN 2007-2018 (%)		EVOLUCIÓN 2007-2011 (%)		EVOLUCIÓN 2011-2018 (%)		Incr. anual acumulado 2007-2018 (en %)
IPR BIENES DE EQUIPO	9,80%		5,64%		3,94%		
IPC	17,29%		9,67%		6,94%		1,46%

Fuente: CNMC, Órdenes Ministeriales, INE

Esta fuerte subida de los peajes es un síntoma de que el crecimiento del sector se ha realizado incorporando infraestructuras<sup>12</sup> e inversiones cada vez menos eficientes en términos de su viabilidad económica<sup>13</sup>, debido al dimensionamiento del sistema para atender una previsión de punta de la demanda convencional junto con una fuerte punta de demanda para generación eléctrica con CCGT, demanda que no se ha materializado; la demanda convencional en el periodo

<sup>12</sup> A la vista de la creciente incorporación de nuevas infraestructuras y en un contexto de crisis de demanda de gas, el Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, establece acertadamente una moratoria en la construcción de nuevas infraestructuras y otra serie de medidas conducentes a moderar, cuanto antes, la senda creciente de los costes de acceso. No obstante, dichas medidas no fueron suficientes por si mismas para alcanzar el equilibrio entre los costes y los ingresos.

<sup>13</sup> Efecto Averch-Johnson de sobreinversión.

2007 - 2018 ha pasado de 266 TWh a 287 TWh, lo que ha supuesto un crecimiento anual acumulado del 0,70%, y ello gracias a la recuperación de la demanda habida en los años 2016 y 2017 y que continuó en 2018<sup>14</sup>.

Este bajo crecimiento de demanda de gas convencional contrasta con los incrementos anuales medios habidos para los peajes de transporte y distribución para hacer frente a los costes de las infraestructuras.

Por otro lado, cabe indicar que en el periodo 2005 a 2018, la red de transporte y distribución ha crecido un 3,6% anual acumulativo, con 32.404 km adicionales, hasta llegar a un total de 87.699<sup>15</sup> km en el año 2018, con unas inversiones realizadas, en el mismo periodo, del orden de 12.189 millones de €, lo que ha permitido un crecimiento en número de puntos de suministro (PS) del 2,4% anual acumulativo hasta llegar a los 7,9 millones de PS en 2018, pasando de suministrar gas natural en 1.204 municipios en 2005 a 1.792 municipios en 2018.

Sin embargo, los esfuerzos realizados no se han traducido en aumentos significativos de las ventas o en los ingresos por peajes, por lo que necesariamente han tenido una repercusión negativa en la evolución del precio de los propios peajes, como es el caso concreto del peaje de transporte y distribución.

Por lo tanto, este periodo de importantes inversiones en infraestructuras gasistas no se ha visto acompañado de una mayor recaudación por incremento de demanda, por lo que finalmente ha supuesto significativos crecimientos de los peajes para atender las retribuciones asociadas.

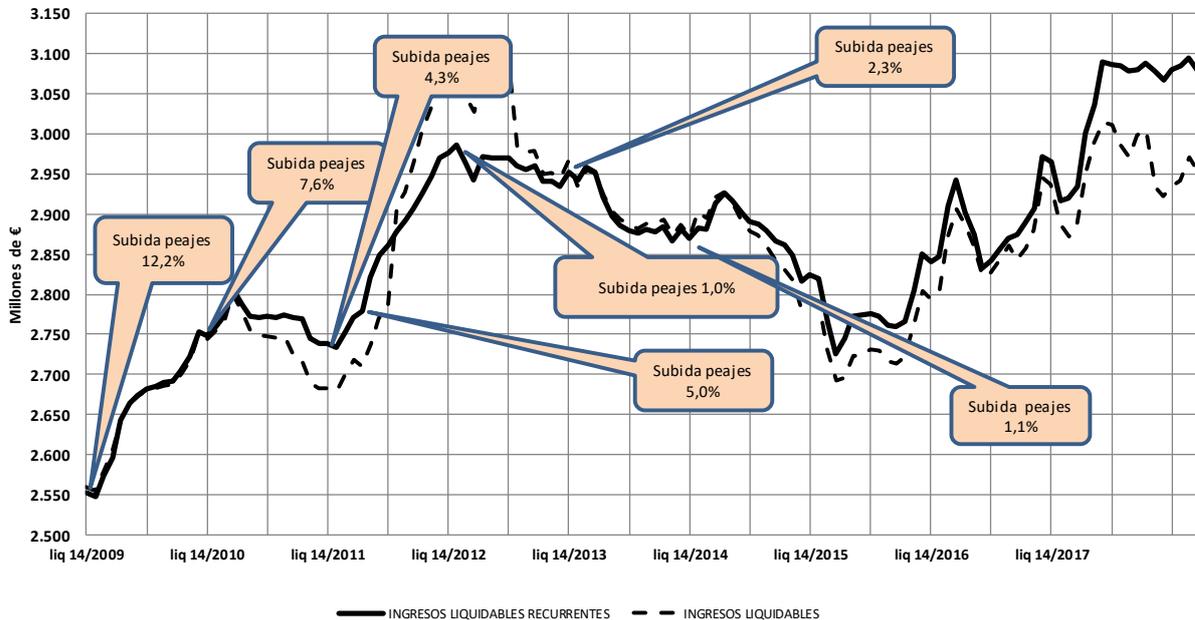
En el siguiente gráfico se recoge la evolución habida en los últimos años de los ingresos por peajes, donde se pone de manifiesto la dificultad habida para aumentar dichos ingresos<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> A 31 de diciembre de 2018, 287 TWh/año

<sup>15</sup> Datos del Portal de Estadísticas de SEDIGAS (<http://www.estadisticasdelgas.es/index>)

<sup>16</sup> En la liquidación provisional 2/2019, se ha alcanzado el nivel anual de ingresos recurrentes máximo por valor de 3.095 millones de euros.

Gráfico 5. Evolución ingresos por peaje periodo 2009-2018.



- **Sobre los déficits y el endeudamiento acumulado**

A pesar de la subida de peajes, desde el año 2006 se han venido generando desequilibrios anuales entre los ingresos por peajes y los costes reconocidos incluso con de las medidas tomadas en el Real Decreto-ley 13/2012<sup>17</sup> para alcanzar el equilibrio económico; en los años 2012 y 2013 todavía se continuaron generando nuevos déficits.

Ello dio lugar a la promulgación de la Ley 18/2014, que de manera general estableció el principio de sostenibilidad económica y financiera del Sistema Gasista, y dispuso que en la metodología retributiva se consideren los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista, con criterios homogéneos en todo el territorio español, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Asimismo, la Ley estableció que las metodologías retributivas han de permitir la obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.

No obstante, a pesar del nuevo principio establecido de sostenibilidad económica, todavía en los años 2015, 2016 y 2017, se produjeron nuevos desajustes negativos anuales, si bien de menor cuantía que en los años anteriores. Por su parte, y de acuerdo con la liquidación provisional nº 14, en el año 2018 se ha producido un desvío positivo. En la Figura 5, se recoge el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, así como los sucesivos desajustes

<sup>17</sup> El Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo, *por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista.*

anuales posteriores a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, determinados por las correspondientes liquidaciones anuales.

Figura 5. Déficit acumulado a 31/12/2014, y desajustes anuales posteriores a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, determinados en las liquidaciones anuales correspondientes

Año	Millones de €	Tipo de Interés <sup>(1)</sup>	Duración Financiación Años	Comentario
2014	-1.025,1	1,104%	15	Liquidación definitiva 2014. Valor acumulado hasta el 31-dic-2014
2015	-27,2	0,0836%	5	Liquidación definitiva 2015
2016	-90,0	0,716%	5	Liquidación definitiva 2016
2017	-24,8 <sup>(2)</sup>	0,923%	5	Liquidación definitiva 2017
2018	29,9	n.a.		Liquidación Provisional nº14 de 2018
<b>TOTAL</b>	<b>1.137,2</b>			

(1) La Orden TEC/1367/2018, de 20 de diciembre, establece los tipos de interés definitivos a aplicar a los déficits y desajustes referidos (anteriormente había valores provisionales distintos). El tipo de interés aplicado al déficit de 2018, es el previsto por la CNMC para su propuesta de retribución de 2019.

(2) Desde la liquidación 12/2017, no se incluye la retribución anual por los costes de administración, ni los derechos pendientes de cobro por el AASS de Castor, lo que por el momento da lugar a un menor desajuste anual.

Los déficits y desajustes negativos y su pago financiado dan lugar a una deuda acumulada, adicional a los compromisos de pago establecidos para el normal desempeño de las actividades reguladas, y cuya evolución se recoge en la siguiente Figura 6:

Figura 6. Deuda acumulada asociada a los déficits generados.

En millones de €	2015	2016	2017	2018 <sup>(1)</sup>
Principal a Financiar	1.025,05	1.052,28	1.142,30	1.167,08
Intereses totales a pagar	90,46	91,14	93,07	93,75
Principal Amortizado a 31 de dic	0	7,48	82,79	175,03
Intereses satisfechos	0	1,17	12,69	24,01
Principal Pendiente	1.025,05	1.044,81	1.059,51	992,05
Intereses Pendientes	90,46	89,97	80,38	69,74
<b>Total Pendiente</b>	<b>1.115,52</b>	<b>1.134,78</b>	<b>1.139,89</b>	<b>1.061,80</b>

Nota (1): No se incluye el superávit de 2018 (29,9 M€) ni sus efectos en amortizaciones e interés futuros.

- **Sobre el impacto en los resultados económicos de las empresas del sector**

Para contextualizar al sector gas natural dentro de la economía nacional y compararlo con otros sectores económicos del país, se considera que un vector de análisis sería utilizar la información financiera disponible en el Registro Mercantil de las empresas españolas (en torno al millón de empresas) segmentadas utilizando la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) y observar la evolución del parámetro de rentabilidad financiera "ROE" (*Return on equity*)<sup>18</sup>, dado que se considera el parámetro que mejor describe los

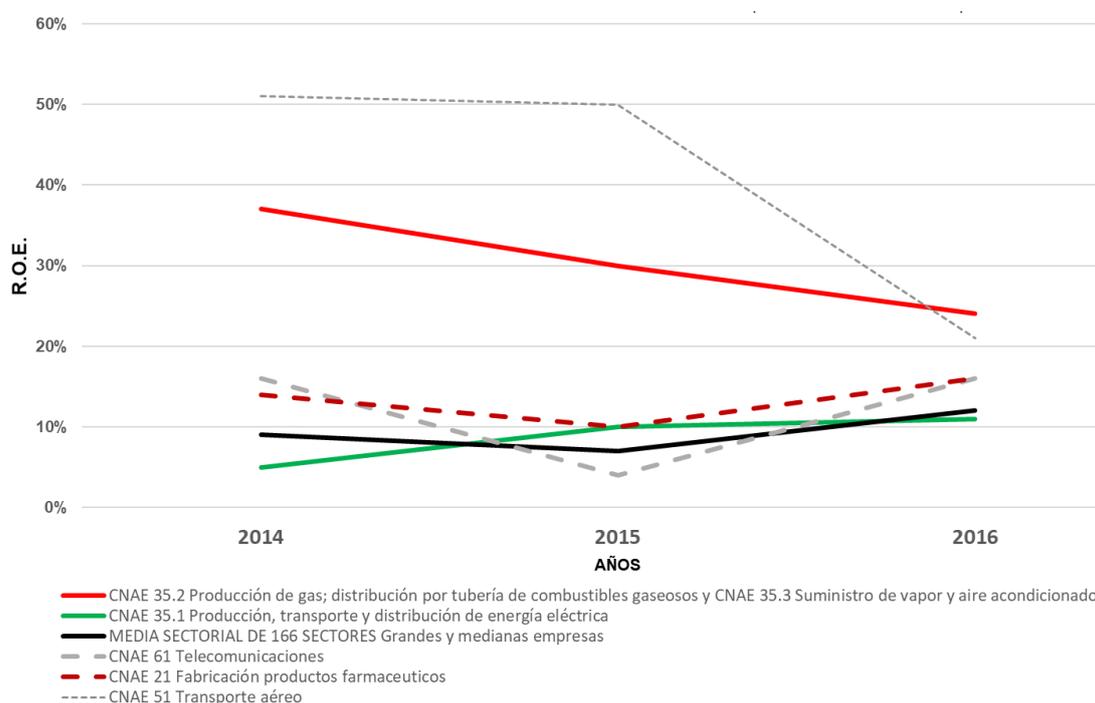
<sup>18</sup> ROE: definido como el cociente, para cada año, entre los beneficios (después de impuestos) y el valor del patrimonio neto de la empresa a final del año.

resultados que obtiene cada sector pues permite mostrar la rentabilidad de los recursos financieros invertidos por sus accionistas.

Bajo esta óptica, la Associació Catalana de Comptabilitat i Direcció (ACCID) ha publicado los “*Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016*”<sup>19</sup> que realizan un análisis para 166 sectores de la economía española de la estructura del Balance de Situación y la Cuenta de Resultados y de 25 ratios económico-financieros.

En ellos se observa que las empresas clasificadas como “*grandes y medianas empresas con beneficios del sector CNAE 35.2 y 35.3*”, que agrupa a las empresas cuya facturación superó los 8 millones de € en 2015 o 2016 y tuvieron beneficio dentro de las actividades de producción de gas y distribución por tubería de combustibles gaseosos (CNAE 35.2) y suministro de vapor y aire acondicionado (CNAE 35.3), tuvieron una rentabilidad en el periodo 2014-2016 muy superior a la rentabilidad obtenida por el conjunto de empresas en la media sectorial de los 166 sectores analizados, tal y como puede observarse en el gráfico.

Gráfico 6. Evolución ROE por Sectores para Grandes Empresas en España con Beneficio.



<sup>19</sup> Estudios coordinados por Oriol Amat con la participación de Pilar Lloret y Raffaele Manini y la colaboración de UPF Barcelona School of Management, ACCID y el Registro de Expertos Contables (CGE y ICJCE) que realiza un análisis de 166 sectores agrupados en base al CNAE y con la información de las cuentas anuales de empresas españolas depositadas en el Registro Mercantil proporcionada a través de la BBDD SABI (Sistema de Análisis de Balances Ibéricos) distribuida por las empresas Bureau van Dijk e Informa.

**Estudio 2015:** <https://accid.org/es/producto/ratios-sectoriales-2015-cuentas-anuales-balances-y-cuentas-de-resultados-de-166-sectores-y-25-ratios-para-cada-sector-pdf/>

**Estudio 2016:** <https://accid.org/es/producto/ratios-sectoriales-2016-cuentas-anuales-balances-y-cuentas-de-resultados-de-166-sectores-25-ratios-para-cada-sector-pdf/>

La rentabilidad obtenida por el “sector gasista” en dicho periodo en términos de ROE (con valores superiores al 20% para algunas empresas) es muy superior al que se obtiene en el sector eléctrico (CNAE 35.1), la fabricación de productos farmacéuticos (CNAE 21) o las Telecomunicaciones (CNAE 61) que podrían ser equiparables por ser actividades reguladas con una magnitud económica similar a la vista de ciertos parámetros (nº de empresas, ingresos o pie de balance) tal y como recoge en la siguiente Figura 7

Figura 7. Magnitudes caracterizadoras de los sectores analizados en el Estudio de ACCID

SECTORES	Nº de empresas (grandes empresas)	Total Ingresos M€	Total Balance M€
CNAE 35.2 Producción de gas; distribución por tubería de combustibles gaseosos y CNAE 35.3 Suministro de vapor y aire acondicionado	20	13.725	10.320
CNAE 35.1 Producción, transporte y distribución de energía eléctrica	160	45.660	91.214
CNAE 61 Telecomunicaciones	63	51.670	21.952
CNAE 21 Fabricación productos farmacéuticos	73	8.898	11.187
CNAE 51 Transporte aéreo	21	6.176	6.634
<b>MEDIA SECTORIAL DE 166 SECTORES</b>	<b>11.355</b>	<b>796.237</b>	<b>985.654</b>

Fuente: Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016 de ACCID

Es cierto que, vista la agrupación CNAE de los estudios referenciados, los datos del Sector Gas Natural estarían “contaminados” con información de otros sectores (suministro de otros combustibles gaseosos, vapor y/o aire acondicionado) aunque la información obtenida presenta una tendencia que se reafirma con análisis más concretos.

Centrando el análisis en las actividades con régimen económico regulado del sector gasista, el sistema retributivo aplicado al sector tiene un impacto directo en los resultados de las empresas que desarrollan sobre todo actividades reguladas.

Se considera que el “ROE” (*Return on equity*) es el parámetro que mejor describe los resultados de las actividades indicadas y que permite mostrar el grado de cumplimiento del principio retributivo establecido en el artículo 92, de la Ley 34/1998, relativo a que el sistema retributivo debe permitir una “razonable” rentabilidad de los recursos financieros invertidos a sabiendas que, como indica el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, es una actividad de bajo riesgo.

Por tanto, analizando la evolución del ROE, que por ejemplo se recogen en el Informe aprobado<sup>20</sup> por esta Comisión el 21 de junio de 2017, es posible colegir el impacto del sistema retributivo en los resultados de la actividad de distribución de gas.

<sup>20</sup>Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015) - INF/DE/091/17

A pesar de la revisión a la baja de la retribución de la distribución de gas que tuvo lugar en 2014, en la Figura 8 se observan, en general, unos resultados financieros elevados, y que, aunque presentan cierta dispersión entre ellos -en 2015, hay un máximo de 21,49% y un mínimo de 1,04%- se puede afirmar que son holgados para una actividad que, de acuerdo con el artículo 60.1 de la Ley 18/2014, está considerada como de bajo riesgo.

Figura 8. Evolución del ROI y ROE (d.d.i.) de la actividad de Distribución del sector gasista en periodo 2013-2015

	ROE			ROI		
	2013	2014	2015	2013	2014	2015
GAS NATURAL DISTRIBUCIÓN SDG	16,66%	13,42%	14,02%	16,43%	13,17%	12,85%
GAS NATURAL MADRID	18,12%	16,92%	17,96%	17,74%	16,61%	13,94%
GAS NATURAL CEGAS	17,48%	18,08%	18,70%	7,59%	8,05%	8,76%
GAS NATURAL CASTILLA Y LEÓN	19,52%	18,19%	21,10%	13,77%	14,19%	17,01%
GAS NATURAL CASTILLA-LA MANCHA	13,82%	15,36%	16,60%	7,29%	7,82%	9,16%
GAS NATURAL ANDALUCIA	18,45%	2,91%	12,83%	6,80%	2,18%	5,57%
GAS NATURAL GALICIA	5,24%	8,03%	8,96%	3,35%	4,09%	4,44%
GAS NATURAL NAVARRA	19,35%	19,30%	19,53%	12,42%	13,09%	13,63%
GAS NATURAL RIOJA	22,95%	20,19%	21,49%	14,02%	14,00%	13,68%
NATURGAS DISTRIBUCIÓN	4,98%	5,32%	12,46%	6,23%	6,06%	11,98%
NATURGAS MURCIA	6,65%	5,62%		4,90%	4,85%	
REDEXIS GAS	-11,63%	14,78%	2,33%	4,50%	4,54%	2,68%
REDEXIS MURCIA			1,04%			1,81%
MADRILEÑA RED DE GAS	-0,74%	13,45%	12,13%	8,77%	9,03%	7,69%
D.C. GAS EXTREMADURA	11,73%	12,40%	13,03%	11,66%	13,63%	13,88%

En el siguiente cuadro, se muestra para la actividad de distribución (valor medio ponderado) la evolución durante el periodo 2008-2018 tanto del ROE como de otros indicadores financieros significativos, que refuerzan las conclusiones anteriores.

Figura 9. Evolución de ratios varios financieros ponderados de la actividad de distribución en el periodo 2008-2018

Actividad	Concepto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
DISTRIBUCIÓN	ROE	13%	17%	16%	15%	17%	10%	12%	11%	12%	9%	13%
	Apalancamiento	4%	12%	8%	15%	24%	17%	21%	23%	43%	38%	42%
	Margen EBIT / Cifra de negocio	43%	49%	48%	47%	50%	42%	42%	45%	41%	34%	38%
	Margen EBITDA / Cifra de negocio	66%	73%	71%	71%	73%	72%	72%	73%	77%	71%	74%

Estos resultados alertan sobre la posibilidad de que el principio retributivo de permitir una rentabilidad “razonable” se esté obviando. Este aspecto cobra máxima importancia a la vista del impacto del sistema retributivo en peajes y competitividad del gas.

### **7.1.3. Amortización de los activos anteriores a 2002**

De acuerdo con lo establecido en el artículo 92.1.a) de la Ley 34/1998 y en el artículo 15.1 del Real Decreto 949/2001, con carácter general, los activos amortizados (ya recuperada la inversión) no deben seguir recibiendo retribución, ni por amortización, ni por retribución financiera asociada: una inversión ya amortizada no necesita retribución de los recursos financieros invertidos.

En este apartado, se comprueba el grado de amortización a 31 de diciembre de 2018, de los activos de distribución existentes a 31 de diciembre de 2001, en los estados financieros de las empresas distribuidoras con retribución regulada de distribución, mediante la comparación del valor de inversión neto, a 31 de diciembre de 2001, con el total de retribución regulada por amortización recibida por las distribuidoras asociada a dichos activos.

La metodología retributiva establecida por la Ley 18/2014 careció de una justificación metodológica detallada de la modificación efectuada sobre el modelo de retribución de la distribución establecida en la Orden ECO/301/2002, en particular sobre el grado de amortización de los activos de distribución asociados a dicha retribución.

El Ministerio de Economía determinó<sup>21</sup>, de acuerdo con la Memoria de la Orden ECO/301/2002, la retribución inicial de todas las empresas en el año 2002 a partir de la valoración inicial de los activos de cada empresa distribuidora, de acuerdo con los valores brutos contables auditados en el año 2000 y tras la aplicación de una metodología basada en retribuir los activos invertidos para su recuperación, permitiendo una rentabilidad financiera y retribuyendo los costes de explotación.

La retribución inicial establecida en el año 2000 estuvo basada en el inmovilizado bruto contable a valores de reposición del año 1996 como consecuencia de actualización de balances. Esa retribución se actualizó a 2002 por el coeficiente del 1,155198 que a su vez incorporaba una estimación de crecimiento de demanda del 16,2%, reflejados en la memoria que acompañaba a la Orden ECO/301/2002. A partir de dicho año la retribución a la distribución no tiene en cuenta los activos, sino el crecimiento de la base de clientes y el volumen de gas suministrado, siguiendo la fórmula paramétrica del modelo de actividad por desarrollo de mercado fijada en dicho año.

Los costes considerados para determinar la retribución de la distribución en 2002 se agruparon en: costes de inversión (CAPEX), costes de explotación (OPEX), costes de estructura, costes incurridos en mejoras de calidad y seguridad del servicio y, en su caso, extracoste por suministro de gas manufacturado de origen diferente al gas natural en territorios extrapeninsulares. Adicionalmente, se determinó para cada empresa distribuidora qué costes, o qué proporción de ellos, correspondían a la actividad de distribución propiamente dicha, y a la

---

<sup>21</sup> Salvo en el caso de Gasificadora Regional Canaria, S.A., cuya retribución anual fue calculada conforme al artículo 19 de la Orden ITC/3993/2006 aplicando los valores unitarios que se determinan anualmente con motivo de la actualización de retribución de la actividad de distribución (artículo 18 de la citada Orden) a la previsión de consumidores y demanda.

actividad de suministro de gas natural a tarifa ya que, hasta el año 2008, las distribuidoras podían realizar ambas actividades. Determinados los importes para el año 2000 de cada uno de los conceptos que conforman la retribución, se actualizaron al año 2002. Desde entonces y hasta el 5 de julio de 2014, la retribución global de la actividad de distribución se fue actualizando anualmente en función de índices precios y del crecimiento de la actividad afectada de unos factores de eficiencia.

De acuerdo con la Memoria de la Orden ECO/301/2002, la retribución total de la actividad de distribución en 2000 y 2002, desagregada entre amortización, retribución financiera, OPEX y otros (estructura, calidad, extracoste), era la mostrada en la Figura 10:

Figura 10. Retribución de la actividad de distribución de gas por componentes, 2000-2002.

<b>Retribución (millones €)</b>	<b>2000</b>	<b>2002</b>
Amortización	216,73	250,37
Retribución financiera	267,75	309,30
OPEX (Gasto Neto)	292,10	337,43
Otros (estructura, calidad, extracoste GLP)	33,53	47,93
<b>Total</b>	<b>810,10</b>	<b>945,03</b>

Fuente: Memoria del Borrador de la Orden ECO/301/2002.

Por tanto, en el año 2002 se recoge una amortización de 250,37 millones de € anuales. Dicha amortización ha sido abonada anualmente desde el 19 de febrero de 2002 hasta el 5 de julio de 2014 (12,4 años). Debe tenerse en cuenta, por otro lado, que entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2018 (4,5 años) dicha amortización se ha visto minorada por la reforma retributiva realizada por la Ley 18/2014 que, entre otras cosas, redujo en 110,68 millones de € la retribución de 2013. Por simplicidad, se considerará que dicha minoración, en vez de repartirse de forma proporcional a todos los conceptos retributivos, se asigna plenamente a la retribución por amortización, dejándola en un importe de 201,15 Millones de € anuales.

A continuación, se calcula la retribución recibida por los distribuidores hasta el año 2018 por la base de activos existentes a 31 de diciembre de 2001 en concepto de amortización y de retribución financiera.

La retribución real acumulada por amortización percibida por las empresas distribuidoras, una vez aplicado el factor de actualización  $1+0,85*IPH^{22}$ , ha sido de 4.367,34 Millones de €, según se indica en la siguiente Figura 11

<sup>22</sup>  $IPH = (IPC + IPRI) / 2$ , siendo IPC: índice de precios al consumo e IPRI: índice de precios industriales.

Figura 11. Amortizaciones y retribuciones financieras efectivamente abonadas a las distribuidoras, asociadas a los activos para los que se estableció la retribución base 2002.

AÑO (n)	En Millones de €			RETRIBUCIÓN ASIGNADA A ACTIVOS PEM 2002 POR O. ECO/301/2002			RETRIBUCIÓN ABONADA		
	IPH	Factor de actualización (1+0,85*IPH)	IPH acumulado (A)	AMORTIZACIÓN BASE (B)	Minoración Amortización Base por Ley 18/2014 (C)	RETRIBUCIÓN FINANCIERA BASE (D)	AMORTIZACIÓN $(A_n) \left[ \frac{(B)}{(A_{2015})} - \frac{(C)}{(A_{2015})} \right]$	RETRIBUCIÓN FINANCIERA $(A_n) \cdot (D)$	RETRIBUCIÓN TOTAL DE INVERSIÓN (AMORT + RF)
2002 (*)		1,000000	1,000000	250,37		309,30	216,75	267,78	<b>484,53</b>
2003	1,40%	1,011900	1,011900	250,37		309,30	253,34	312,98	<b>566,33</b>
2004	1,22%	1,010396	1,022420	250,37		309,30	255,98	316,24	<b>572,21</b>
2005	2,50%	1,021250	1,044146	250,37		309,30	261,42	322,96	<b>584,37</b>
2006	2,41%	1,020443	1,065492	250,37		309,30	266,76	329,56	<b>596,32</b>
2007	5,1%	1,043010	1,111319	250,37		309,30	278,24	343,73	<b>621,97</b>
2008	0,6%	1,005100	1,116986	250,37		309,30	279,65	345,49	<b>625,14</b>
2009	0,6%	1,004930	1,122493	250,37		309,30	281,03	347,19	<b>628,22</b>
2010	4,2%	1,035360	1,162184	250,37		309,30	290,97	359,47	<b>650,44</b>
2011	3,2%	1,027285	1,193895	250,37		309,30	298,91	369,27	<b>668,18</b>
2012	4,8%	1,041140	1,243011	250,37		309,30	311,21	384,46	<b>695,67</b>
2013	3,5%	1,000000	1,243011	250,37		309,30	311,21	384,46	<b>695,67</b>
1er p 2014 (**)	0,2%	1,002040	1,245547	250,37		309,30	158,06	195,26	<b>353,32</b>
2º p 2014 (**)		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	99,20	189,99	<b>289,19</b>
2015		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	<b>586,40</b>
2016		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	<b>586,40</b>
2017		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	<b>586,40</b>
2018		1,000000	1,245547	250,37	110,69	309,30	201,15	385,25	<b>586,40</b>
						-	<b>4.367,34</b>	<b>6.009,83</b>	<b>10.377,18</b>

(\*): Retribución 2002 (desde el 19 de febrero de 2002) abonada de modo proporcional al número de días. Coeficiente : 0,8658.

(\*\*): Retribución abonada de modo proporcional al número de días de cada periodo. Coeficiente 1er periodo: 0,5068; coeficiente 2º periodo 0,4932.

Por otro lado, el valor neto del inmovilizado a 31 de diciembre de los años 2000, 2001 y 2002 recogido en los estados financieros de las empresas que realizaban la actividad de distribución<sup>23</sup> es el que se indica en la siguiente **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

Figura 12. Valores netos de inmovilizados de las distribuidoras, años 2000-2002.

En Millones de €	VALOR NETO TOTAL DISTRIBUIDORAS		
	31/12/2000	31/12/2001	31/12/2002
(A) Inmovilizado material neto	3.161	3.511	3.943
(B) Inmovilizado material en curso y anticipos	-127	-292	-145
(C) Subvenciones, donaciones y legados	-60	-62	-62
(D) Revalorización de activos	0	0	0
(E) Inmovilizado inmaterial neto	8	12	13
(F) Aplicaciones informáticas	2	6	8
<b>TOTAL INMOVILIZADO = (A)+ (E)</b>	<b>3.169</b>	<b>3.523</b>	<b>3.955</b>

<sup>23</sup> Según los Estados financieros declarados al Registro Mercantil, de dichos años, correspondientes a las 27 empresas distribuidoras entonces existentes

---

<b>INMOVILIZADO A CONSIDERAR= (A)+(B)+(C)+(D)+(F)</b>	<b>2.976</b>	<b>3.163</b>	<b>3.744</b>
---	--------------	--------------	--------------

---

En consecuencia, al ser el total acumulado de retribución por amortización en el periodo 2002-2018, de 4.367,34 millones de euros, netamente superior al inmovilizado indicado en la Figura 11, **los activos en servicio a 31 de diciembre de 2001**, momento previo a la entrada en vigor del sistema retributivo ECO/301/2002, **han sido ya retribuidos totalmente** por el sistema gasista a lo largo del periodo 2002-2018.

Esta conclusión es válida tanto si se compara el total de inmovilizado (que computa la suma del valor neto del inmovilizado material –sin correcciones- y del valor neto inmaterial íntegro) como si se toma el inmovilizado que sería estrictamente comparable (el valor neto del inmovilizado material con sus correcciones<sup>24</sup> y el valor neto de las aplicaciones informáticas).

Además, los valores netos de estos inmovilizados podrían ser inferiores, ya que algunas empresas podrían haber incluido en los mismos los valores netos de activos asociados a las subactividades de acometidas, alquiler de contadores, así como de la actividad de suministro a tarifa, entre otros. Ello conduce a que los valores anteriormente mostrados son prudentemente conservadores y manifiestan valores superiores a los que estrictamente podrían haberse obtenido de haber tenido en sus estados financieros la información separada por subactividades.

La retribución por inversión (amortización + retribución financiera) asociada a los mismos que están percibiendo de manera agregada las distribuidoras en el ejercicio 2018 asciende a 586,4 Millones de €, de los cuales 201,2 Millones de € son en concepto de amortización y 385,3 Millones de € en concepto de retribución financiera.

Las empresas distribuidoras están percibiendo de manera global una sobre-retribución anual de 586,4 Millones de €, importe que se corresponde con la retribución por inversión de activos que se encuentran amortizados, y ello con independencia de la retribución que corresponde a los activos puestos en servicio con posterioridad a febrero del año 2002, activos cuya decisión de inversión siempre fue responsabilidad del distribuidor.

## 7.2. Actualización y ajuste de los parámetros retributivos.

Según resulta de los apartados anteriores, la aplicación de la metodología vigente, con los parámetros empleados, ha dado lugar a un resultado insatisfactorio. El precio del gas natural para los consumidores se ha encarecido, en parte debido a un aumento progresivo de los peajes. A pesar de dicho aumento de peajes, no se ha podido evitar la generación de un déficit de tarifa que se considera relevante. Pese a los efectos desfavorables anteriores en los consumidores y en la generación de déficit de tarifa, la rentabilidad de las

---

<sup>24</sup> Correcciones relativas al inmovilizado material en curso y anticipos, subvenciones, donaciones y legados, así como revalorización de activos, de modo que se obtenga el valor de inversión real a retribuir.

empresas distribuidoras se mantiene en términos muy elevados. A ello debe añadirse que un buen número de instalaciones existentes están totalmente amortizadas y siguen percibiendo retribución por dicho concepto y su retribución financiera asociada.

Lo anterior determina la necesidad de llevar a cabo un ajuste retributivo. A tal fin, el regulador dispone de margen discrecional basado en criterios técnicos y metodológicos para elegir el modelo que considere más adecuado. El modelo inicialmente sometido a audiencia pública e informe del Ministerio para la Transición Ecológica planteó una metodología retributiva en función de los activos de las empresas, con base en sus estados financieros. A la vista de las alegaciones recibidas, se opta por una propuesta de circular continuista con el modelo de actividad vigente, pero que introduce las modificaciones necesarias.

En concreto, en aras a una mayor gradualidad y proporcionalidad, se mantiene inalterado el régimen retributivo establecido para captación de nuevo mercado, mientras que se aborda la sobrerretribución identificada en los apartados previos, retribuyendo a partir de ahora, la actividad previa al 2000, considerada amortizada, de acuerdo con los valores unitarios marginales establecidos en el anexo X de la Ley 18/2014 para nuevos mercados, lo que asegura suficientes incentivos para el mantenimiento de los activos/clientes anteriores a 2000.

La necesidad de llevar a cabo un ajuste retributivo resulta ineludible a tenor del análisis efectuado, lo que redundará de manera favorable sobre el precio final del gas de los consumidores finales.

Así, en lo que respecta a la afectación al consumidor y al precio final que soporta, debe señalarse que los usuarios acogidos a tarifas de último recurso (1,6 millones de puntos de suministro, aproximadamente el 19,9% del mercado) verían trasladado el efecto de forma inmediata, desde que se reflejara en los peajes aplicables, y su magnitud sería en función del peso relativo de éstos en el precio de la TUR; mientras que para el resto de usuarios, la bajada repercutida quedaría en el ámbito de decisión de cada comercializador, quién determinará qué parte traslada al precio final y cuál al margen empresarial. No obstante, si los comercializadores actuales decidieran capturar parte de la bajada en su margen empresarial, se podrían generar nuevas diferencias entre ellos, en función de la cuantía capturada por cada uno, de las que podría beneficiarse el consumidor, e incluso atraer a nuevos comercializadores al mercado español.

En lo que respecta a la afectación al empleo, la subcontratación y tejido industrial que produciría una reducción de la retribución de las empresas reguladas, como señalan los alegantes, esta afectación habría que analizarla también desde el punto de vista de los consumidores, en particular, el efecto sobre las empresas industriales y su reflejo en el empleo y la subcontratación en otros sectores. De hecho, en lo que respecta a los consumidores, la bajada de la retribución de las empresas distribuidoras con la consiguiente bajada de peajes, no debería ser motivo para el deterioro del empleo, subcontratación y tejido industrial cuando se analiza todo el conjunto de la economía.

En cuanto la afectación en el entorno de las empresas distribuidoras, cabe señalar que la misma quedará en el ámbito de decisión de la propiedad de cada distribuidora, quién determinará qué parte del ajuste retributivo se traslada al margen de explotación y cuál al margen de la propiedad. En todo caso, no debe perderse de vista que la revisión metodológica busca ofrecer los incentivos adecuados a los distribuidores para la búsqueda de eficiencias en el desarrollo de su actividad, en beneficio de los consumidores y usuarios y con plena garantía de la seguridad del sistema.

El modelo que se somete a trámite de audiencia pública con la propuesta de circular, permitirá una transición progresiva, transparente y proporcionada desde el contexto actual de sobrerretribución, al tiempo que establece un nuevo procedimiento para recabar información sobre las instalaciones y los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución con la finalidad de implantar una adecuada supervisión. Sus características se describen en los apartados que siguen a continuación.

### **7.3. Aspectos relevantes y principales novedades de la metodología de retribución**

En los epígrafes siguientes se describe y explica los aspectos más relevantes de la nueva metodología para el cálculo de la retribución

#### *7.3.1. Introducción: líneas directrices del modelo*

La Circular introduce los siguientes cambios normativos y aspectos necesarios para la transición del modelo actual al futuro modelo retributivo de las actividades con régimen económico regulado:

- 1) Periodos regulatorios de 6 años, con inicio el 1 de enero de 2021 y fin el 31 de diciembre de 2026 el primer periodo regulatorio en el que será aplicable la metodología de la circular de la CNMC.
- 2) Adaptación del calendario del modelo retributivo. Actualmente, la retribución se determina para años naturales, mientras que por necesidades del Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión Europea, que desarrolla la Directiva 2009/73/CE, se establecerá para cada “año de gas” que comprende desde el 1 de octubre de un año al 30 de septiembre del siguiente.
- 3) Mantenimiento del mecanismo para retribuir el desarrollo del mercado, que fomenta que los titulares actúan bajo el principio de prudencia en la toma de decisiones estableciendo precios marginales de forma que solo se incentive la captación y desarrollo de mercado potencial que tenga un coste marginal inferior.
- 4) Eliminación progresiva de la retribución en exceso.

- 5) Supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas.
- 6) Introducción de mecanismos para recabar información sobre actividades conexas, entendidas como aquellas distintas de las actividades con régimen económico regulado que se realiza por la empresa regulada, y que para su ejercicio conlleva uso o consumo de recursos de las actividades con régimen económico regulado.

### 7.3.2. Estructura de la Circular

La Circular propuesta consta de una exposición de motivos, 16 artículos, 7 disposiciones adicionales, 3 disposiciones transitorias, y una disposición final.

- Los cuatro primeros artículos de la Circular desarrollan los aspectos generales de la misma: objeto, ámbito de aplicación, principios y criterios generales, y periodo regulatorio de aplicación.
- El artículo 5 establece las partidas para obtener la retribución devengada para el año de gas de una empresa por su actividad y por la realización de las funciones asignadas a la distribución.
- Los artículos 6, 7 y 8, establecen los siguientes conceptos retributivos contenidos en la fórmula del artículo 5:
  - ✓ El artículo 6 establece la Retribución de Distribución por el mercado existente a 31 de diciembre de 2020.
  - ✓ El artículo 7 establece la Retribución por Desarrollo de Mercado por los incrementos de Mercado habidos desde el 1 de enero de 2021.
  - ✓ El artículo 8 establece la Retribución Transitoria de Distribución como aplicación gradual del Ajuste retributivo de la Actividad de Distribución contenido en el artículo 6.
- El artículo 9 establece, los procedimientos de información a la CNMC sobre los productos o servicios conexas y la competencia de la CNMC para establecer el porcentaje sobre el beneficio obtenido por los mismos que se considera ingreso liquidable del Sistema Gasista.
- El artículo 10 versa sobre las instalaciones de distribución, los planes de desarrollo y de cierre de las instalaciones.
- Los artículos 11 y 12 regulan los procedimientos de inclusión de nuevas distribuidoras en el régimen retributivo, así como el de tratamiento retributivo de las transmisiones de titularidad.
- El artículo 13 establece la penalización para las empresas por incumplimiento del principio de la prudencia financiera requerida.

- Los artículos 14, 15, y 16 regulan aspectos generales sobre los devengos de la retribución, los requerimientos de información adicional y las inspecciones, respectivamente.
- La disposición adicional primera se refiere al periodo regulatorio de aplicación, la segunda a la duración del año de gas 2021, la tercera a las unidades y decimales a considerar para importes, cantidades de gas, precios, porcentajes etc., la cuarta a los valores concretos de retribuciones unitarias para calcular la retribución por desarrollo de mercado para el periodo 2021-2016, la quinta sobre la aplicación gradual de la penalización para lograr la prudencia financiera, la sexta sobre el porcentaje de ajuste provisional por productos y servicios conexos y la séptima a los datos a aportar por las empresas distribuidoras sobre puntos de suministro y demanda del año 2000.
- La disposición transitoria primera establece cómo ha de calcularse la retribución por desarrollo de mercado correspondiente a la variación de puntos de suministro a 2020; la segunda prevé la retribución por desarrollo de mercado para el año de gas 2021 prevista en la metodología general; y la tercera establece cómo determinar la retribución de municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero de 2021
- La disposición final establece la fecha de entrada en vigor de la Circular

En los epígrafes siguientes se describe el alcance de la Circular.

### *7.3.3. Disposiciones Generales*

El propósito de la Circular es establecer la metodología para determinar la retribución anual a los sujetos que realizan la actividad de distribución de gas natural por los costes incurridos que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

El ámbito de aplicación de la Circular se circunscribe a las instalaciones recogidas en el artículo 2 de la misma. Los criterios considerados de eficiencia económica, transparencia, objetividad y no discriminación son los principios generales ya establecidos en la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014.

Los parámetros de la misma deberán ser determinados teniendo en cuenta la situación cíclica de la economía, el equilibrio económico y financiero del sistema gasista, la demanda de gas, la competitividad de los precios finales del suministro de gas a los consumidores, la evolución de los costes de las empresas reguladas, así como las mejoras de eficiencia y de productividad. No se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado para su cálculo, asociados al suministro de gas regulado.

Por último, indica que, con carácter general, la información requerida que tenga efectos en el cálculo de la retribución estará sujeta a auditoría externa, todo ello sin perjuicio de posteriores inspecciones o de una auditoría ulterior si se considerase oportuna.

El periodo regulatorio de aplicación del modelo retributivo comenzará el 1 de enero de 2021 con periodos regulatorios de 6 años, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 65.1 de la Ley 18/2014, recientemente modificado por el artículo 6.6 del Real Decreto-ley 1/2019. Dicho periodo regulatorio se descompondrá en años de gas completos<sup>25</sup>, o sus fracciones, con el objeto de permitir la coordinación temporal de la retribución con la metodología de peajes y cánones que se establezca de acuerdo con el mencionado Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión. El año de gas para el que se determina la retribución de una empresa tiene una duración comprendida entre el 1 de octubre del año “n-1” hasta el 30 de septiembre de año “n”, ambos incluidos.

#### 7.3.4. *Retribución anual por los costes por el uso de las instalaciones*

La Circular establece que la retribución devengada para el año de gas “a” de una empresa “e” por el uso de sus instalaciones de distribución de gas natural, excluidas las acometidas u otras instalaciones o servicios con precios regulados que resulten de la aplicación de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y su normativa de desarrollo, y la realización de las funciones asignadas a la distribución, que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las instalaciones, ( $RD_a^e$ ), será la resultante de aplicar la siguiente fórmula:

$$RD_a^e = (RDM_{2020}^e + RDM_a^e + RTD_a^e + IM_a^e) \times \frac{d_a}{\text{Días Año } a}$$

Donde,

$RDM_{2020}^e$  es la Retribución de Distribución por mercado existente a 31 de diciembre de 2020, para la empresa “e” en el año 2020.

$RDM_a^e$  es la Retribución por Desarrollo de Mercado para el año “a” para la empresa “e”.

$RTD_a^e$  es la Retribución Transitoria de Distribución para el año “a” de la empresa “e”.

$IM_a^e$  es el incentivo por la liquidación de las mermas de gas para el año “a” de la empresa “e”, determinado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 14 de la Orden IET/2446/2013, o disposición que la sustituya.

<sup>25</sup> La definición de año de gas allí contenida en el Reglamento, si bien fue establecida directamente para la actividad de transporte, ha de ser extensible al resto de actividades con régimen económico regulado, a fin de establecer un sistema económico integrado que permita tanto determinar la remuneración de cada uno de los sujetos que desarrollan actividades con régimen económico regulado (no solo transportistas), como la metodología para el cálculo de los peajes y cánones aplicables al uso por terceros de las instalaciones del sistema gasista.

$d_a$  es el número de días de la fracción de año de gas “a” para la que se calcula la retribución.

Asimismo, este artículo indica que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, las resoluciones que establezcan la retribución devengada para el año de gas “a” de las empresas de distribución.

Por otro lado, establece que cuando se detecten errores materiales, de hecho, o aritméticos derivados de las declaraciones efectuadas por las empresas distribuidoras, de los informes de auditoría aportados, de los cálculos llevados a cabo por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia o de las inspecciones y comprobaciones realizadas por esta Comisión, la retribución que corresponda será modificada justificadamente, a través del correspondiente procedimiento.

### *7.3.5. Retribución de Distribución por mercado existente a 31 de diciembre de 2020*

La Circular establece que la Retribución de Distribución por mercado existente en 2020 para la empresa “e” en el año 2020, se determina de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$RDM_{2020}^e = RD_{anexo X}^e - AAD_{2000}^e$$

Donde,

$RD_{anexo X}^e$  es la Retribución de Distribución definitiva para la empresa “e” en el año 2020 calculada según el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*.

$AAD_{2000}^e$  es el Ajuste retributivo de la Actividad de Distribución aplicable a la empresa “e” en el periodo regulatorio 2021-2026, que se efectuará aplicando la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} AAD_{2000}^e = & PS_{\leq 4 b, 2000}^e \times (RMPS_{p \leq 4b} - NRPS_{p \leq 4b}) + V_{\leq 4 b, 2000}^e \\ & \times (RMGS_{p \leq 4b} - NRGs_{p \leq 4b}) + V_{> 4 b, 2000}^e \\ & \times (RMGS_{p > 4b} - NRGs_{p > 4b}) \end{aligned}$$

Donde,

$PS_{\leq 4 b, 2000}^e$ : puntos de suministro conectados a 31 de diciembre de año 2000 a redes de distribución de gas natural de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar correspondientes a la empresa “e”.

$RMPS_{p \leq 4b}$ : es la retribución unitaria media por punto de suministro conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar que

fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido en el artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuyo valor es de 112,18 €/PS.

$NRPS_{p \leq 4b}$ : es la retribución unitaria por punto de suministro conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar, establecida en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, cuyo valor es de 50 €/PS.

$V_{\leq 4b,2000}^e$ : es la cantidad de gas natural suministrada en el año 2000 y facturada por la empresa “e” correspondiente a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar.

$RMGS_{p \leq 4b}$ : es la retribución unitaria media por la demanda de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar, que fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, cuyo valor es de 5,07 €/MWh.

$NRGS_{p \leq 4b}$ : es la retribución unitaria por la demanda de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar. Su valor será el resultante de ponderar los valores unitarios establecidos en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de 7,5 €/MWh y de 4,5 €/MWh por los consumos anuales inferiores o iguales a 50 MWh, y los consumos anuales superiores a 50 MWh, respectivamente según la proporción del mercado del 2002 recogidos en la “Liquidación definitiva del ejercicio 2002”, de 19 de diciembre de 2007 (distribución de ventas por grupos de peajes y tarifas del Grupo 3).

$V_{>4b,2000}^e$ : es la cantidad de gas natural suministrada en el año 2000 y facturada por la empresa “e” correspondiente a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión mayor a 4 bar.

$RMGS_{p > 4b}$ : es la retribución unitaria media por la demanda de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño mayor a 4 bar, que fue calculada para la Ley 18/2014, de 15 de octubre, conforme a lo establecido artículo 2.5 de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre. Su valor es de 1,66 €/MWh.

$NRGS_{p > 4b}$ : es la retribución unitaria por cantidad de gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño mayor a 4 bar, establecido en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Su valor es de 1,25 €/MWh.

El resultado de aplicar las fórmulas, con datos de puntos de suministro y demanda estimada para 2000 a partir de los datos de 2002 considerados para determinar la retribución del 2003, decrementados en un 16,2% (cifra utilizada para establecer la retribución del año 2002 a partir de la retribución prevista para

el año 2000 por el Ministerio, en su momento), se recoge en el Anexo I de la Circular. Otra alternativa sería considerar los datos del año 2000 contenidos en el Anuario de Sedigas, en el que se reflejan por empresa distribuidora el número de clientes y la demanda por tipología de consumo.

El Ajuste retributivo de la Actividad de Distribución,  $AAD_{2000}^e$  definitivo, se establecerá con los datos de puntos de suministro y demanda del año 2000, que proporcionarán justificadamente las empresas distribuidoras a la CNMC, en un plazo de tres meses contados desde la publicación de esta Circular en el B.O.E.

Asimismo, la Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, la resolución que establezca la Retribución de Distribución por mercado existente en 2020 con carácter provisional para cada empresa distribuidora “e” y que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobará, previo trámite de audiencia, la resolución que establezca la Retribución de Distribución por mercado existente en 2020 con carácter definitivo para cada empresa distribuidora “e”, calculada con los datos de la liquidación definitiva del año 2020.

La

Figura 13 recoge el ajuste retributivo de la Actividad de Distribución calculado para cada empresa distribuidora con esta información.

Figura 13. Ajuste retributivo de la Actividad de Distribución.

Datos en euros	AAD 2000
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	18.519.298,27
NED España Distribución Gas, S.A.U.	10.282.539,37
Tolosa Gasa, S.A	125.355,51
D.C. Gas Extremadura, S.A.	1.034.305,20
Redexis Gas, S.A.	9.596.228,72
Redexis Gas Murcia, S.A.	2.035.196,96
NEDGIA Andalucía, S.A.	8.726.980,87
NEDGIA Castilla La Mancha, S.A.	2.059.311,42
NEDGIA Castilla y León, S.A.	6.106.184,23
NEDGIA CEGAS, S.A.	14.780.986,89
NEDGIA Galicia, S.A. / Gas Directo, S.A.	3.904.614,02
NEDGIA Navarra, S.A.	2.033.932,82
NEDGIA Rioja, S.A.	1.176.372,53
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	
Madrileña Red de Gas, S.A.	
NEDGIA MADRID S.A./ Gas Directo, S.A.	158.658.040,07
NEDGIA ARAGON, S.A	
NEDGIA REDES DISTRIBUCION GAS, S.A	
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	
Domus Mil Natural, S.A.	
<b>TOTAL</b>	<b>239.039.346,87</b>

El  $AAD_{2000}^e$  de las empresas Nedgia Catalunya, S.A., Madrileña Red de Gas, S.A., Nedgia Madrid, S.A., Nedgia Aragón, S.A., y Nedgia Redes de Distribución S.A., se reparte en función del número de puntos de suministro en redes de menos de 4 bares de cada una de ellas, considerados en las retribuciones definitivas posteriores a la operaciones de compraventa, absorción o escisión, según la siguiente tabla:

Figura 14. Reparto del Ajuste retributivo entre Nedgia Catalunya, Madrileña Red de Gas, Nedgia Madrid, Nedgia Aragón y Nedgia Redes de Distribución.

Datos en euros	AAD 2000
NEDGIA CATALUNYA, S.A.	88.280.244,63
Madrileña Red de Gas, S.A.	34.138.874,81
NEDGIA MADRID S.A./ Gas Directo, S.A.	36.173.556,41
NEDGIA ARAGON, S.A	65.364,22
NEDGIA REDES DISTRIBUCION GAS, S.A	0,00
<b>TOTAL</b>	<b>158.658.040,07</b>

### 7.3.6. Retribución por Desarrollo de Mercado

La Circular establece que la Retribución por Desarrollo de Mercado devengada para el año de gas “a” de una empresa “e” ( $RDM_a^e$ ), es la retribución por uso de las instalaciones de distribución puestas en servicio desde el 1 de enero de 2021 hasta el 30 de septiembre del año gas “a”, y por la realización de las funciones asignadas a la distribución de la empresa “e”, realizadas por una empresa eficiente y bien gestionada de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista de forma que el riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las instalaciones. Su valor se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$RDM_a^e = RPS_{p \leq 4b}^{mg} \times \Delta PS_{p \leq 4b}^{mg,e} + RPS_{p \leq 4b}^{mgr} \times \Delta PS_{p \leq 4b}^{mgr,e} + RGS_{p \leq 4b}^{50MWh} \times \Delta GSF_{p \leq 4b}^{50MWh,e} + RGS_{p \leq 4b}^{8GWh} \times \Delta GSF_{p \leq 4b}^{8GWh,e} + RGS_{p < 60b}^{Resto} \times \Delta GSF_{p < 60b}^{Resto,e} + RGS_{EESS} \times GSF_{EESS}^e$$

Donde,

$RPS_{p \leq 4b}^{mg}$  es la retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios gasificados. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta PS_{p \leq 4b}^{mg,e}$  es la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa “e” con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios gasificados, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas “a” y a 31 de diciembre de 2020.

$RPS_{p \leq 4b}^{mgr}$  es la retribución unitaria por punto de suministro (PS) conectado a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar en municipios de gasificación reciente. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta PS_{p \leq 4b}^{mgr,e}$  es la variación del número de puntos de suministro conectados a redes de distribución de la empresa “e” con presión máxima de diseño inferior o igual a 4 bar en municipios de gasificación reciente, calculada como diferencia entre el número de puntos de suministro en servicio a 30 de septiembre del año de gas “a” y a 31 de diciembre de 2020.

$RGS_{p \leq 4b}^{50MWh}$  es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual inferior o igual a 50 MWh. Su valor se definirá mediante

resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p \leq 4b}^{50MWh,e}$  es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa “e” a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual inferior o igual a 50 MWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturadas en el año de gas “a” y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{p \leq 4b}^{8GWh}$  es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 50 MWh e inferior o igual a 8 GWh. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p \leq 4b}^{8GWh,e}$  es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa “e” a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 50 MWh e inferior o igual a 8 GWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturadas en el año de gas “a” y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{p < 60b}^{Resto}$  es la retribución unitaria por el gas natural suministrado y facturado a puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar y/o aquellos que están conectados a redes de distribución de presión igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 8 GWh. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$\Delta GSF_{p < 60b}^{Resto,e}$  es la variación de la cantidad de gas natural suministrado y facturado por la empresa “e” al resto de puntos de suministro conectados a redes de distribución de presión máxima de diseño entre 4 y 60 bar y/o aquellos que están conectados a redes de distribución de presión igual o inferior a 4 bar con consumo anual superior a 8 GWh, calculada como la diferencia entre las cantidades de gas facturada en el año gas “a” y en el año natural 2020 para este tipo de puntos de suministro.

$RGS_{EES}$  es la retribución unitaria adicional por el gas natural facturado a puntos de suministro conectados a la red de distribución correspondientes a Estaciones de Servicio para su venta como gas natural vehicular. Su valor se definirá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

$GSF_{EES}^e$  es la cantidad de gas natural facturada en el año de gas “a” por la empresa “e” en puntos de suministro conectados a la red de distribución correspondientes a Estaciones de Servicio para su venta como gas natural vehicular.

A los efectos de las definiciones anteriores:

- a) Se considera punto de suministro en servicio a una fecha dada, aquel al que se le ha facturado peajes por tener un contrato de suministro de gas vigente o por haberle suministrado una cantidad de gas en dicha fecha.
- b) Se considera cantidad de gas natural facturada en el año de gas “a”, los datos de la liquidación definitiva del año de gas “a” sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2021.
- c) Se considera cantidad de gas natural facturada en el año natural 2020, los datos de la liquidación definitiva del año 2020 sin refacturaciones correspondientes a cantidades anteriores a 1 de enero de 2020
- d) No se computará la cantidad de gas suministrado y facturado en el año de gas “a” por la empresa “e” correspondiente a puntos de suministro que a 30 de junio de 2019 estén conectados a instalaciones a presión máxima de diseño igual o superior a 60 bar, o a instalaciones de un transportista.

Asimismo, la Circular aclara que un término municipal será calificado de gasificación reciente durante los cinco primeros años de gas “a” en los que se desarrolla por primera vez en su territorio una red de distribución cuya primera puesta en servicio sea posterior al 31 de diciembre de 2020. A efectos de cómputo, el primero de los cinco años de gas será aquel en el que se obtenga la primera acta de puesta en servicio de alguna instalación de sus redes de distribución (planta satélite, antena de conexión con red de transporte, ERM/EM y/o, gasoductos de red de distribución) con independencia de que existan, o no, puntos de suministro conectados a ellas. En relación a esto se establece la salvaguarda de que la Retribución por Desarrollo de Mercado devengada para el año de gas “a” en un municipio de gasificación reciente como máximo podrá ser igual al valor de los ingresos habidos por la facturación de los peajes de distribución en dicho municipio durante el citado año de gas “a”.

Por otro lado, la Circular establece que la retribución provisional por Desarrollo de Mercado para el año de gas “a” de la empresa “e” se calculará con la información declarada al sistema de liquidaciones. La información relativa al número de puntos de suministro se obtendrá del valor declarado en la última liquidación provisional aprobada para el año de gas “a-1” disponible en el momento de cálculo. La información relativa a la cantidad de gas suministrado y facturado a puntos de suministro se obtendrá a partir de los datos disponibles con la última liquidación provisional aprobada para el año de gas “a-1”, considerando como datos correspondientes al año de gas “a” los acumulados de los últimos doce meses de facturación. En cuanto a la retribución definitiva por

Desarrollo de Mercado para el año de gas “a” de la empresa “e”, indica que se calculará con el número de puntos de suministro a final del año de gas y las cantidades de gas suministrado y facturado a puntos de suministro habidas en el año de gas “a” según la liquidación definitiva aprobada para dicho año.

Por último, señala que la información que faciliten las empresas a efectos del cobro y liquidación de la retribución reconocida correspondiente a puntos de suministro y a las cantidades de gas suministradas y facturadas a dichos puntos, deberá tener el desglose suficiente para la aplicación de la fórmula de este artículo (rangos de presión, consumo, municipio, etc.) con independencia de la estructura de peajes y cánones que se pudiera aplicar en cada momento.

### 7.3.7. *Retribución Transitoria de Distribución (RTD)*

En la Circular se establece una Retribución Transitoria de Distribución para el año “a” de una empresa “e” ( $RTD_a^e$ ), para realizar en el periodo regulatorio 2021-2026 una aplicación gradual del Ajuste retributivo de la Actividad de Distribución según los siguientes porcentajes para cada año “a”

	<b>2021</b> (ene 20-sept 21)	<b>2022</b> (oct 21-sep 22)	<b>2023</b> (oct 22-sep 23)	<b>2024</b> (oct 23-sep 24)	<b>2025</b> (oct 24-sep 25)	<b>2026</b> (oct 25-sep 26)
$RTD_a^e$	$\frac{3}{4} * 85\% AAD_{2000}^e$	70% $AAD_{2000}^e$	50% $AAD_{2000}^e$	35% $AAD_{2000}^e$	15% $AAD_{2000}^e$	0% $AAD_{2000}^e$

### 7.3.8. *Productos y servicios conexos*

La Ley 34/1998, de acuerdo con su artículo 1, tiene por objeto regular el régimen jurídico, entre otras, de las actividades de “*exploración, investigación y explotación de yacimientos y almacenamientos subterráneos de hidrocarburos*”, así como las actividades de “*adquisición, producción, licuefacción, regasificación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de combustibles gaseosos por canalización*”.

A lo largo del articulado de la Ley, se identifican, precisan, complementan y/o añaden las diferentes actividades implicadas en el suministro de gas natural que están reguladas, estableciendo las normas o pautas generales que las regulan. En este sentido, se pueden identificar los siguientes grupos:

- a) Aquellas que tienen su funcionamiento regulado<sup>26</sup>, en el que se incluye, entre otras, instrucciones claras relativas a la contabilidad de las mismas.

<sup>26</sup> Exploración, investigación y explotación de yacimientos, almacenamientos subterráneos (AASS) básicos o AASS no básicos de gas natural; fabricación y producción de gas natural; adquisición de gas natural; importación de gas natural; licuefacción; regasificación; transporte; gestión de red [truncal] independiente (GRI); distribución; comercialización suministro de último

- b) Aquellas que tienen un régimen económico regulado<sup>27</sup>.
- c) Aquellas que tienen un régimen de autorización previa de instalaciones regulado<sup>28</sup>.

Además, la propia Ley y su normativa de desarrollo ponen de manifiesto la existencia de especialidades dentro de las actividades con régimen económico regulado propio (acometidas, derechos de alta, alquiler de contadores, venta de condensados extraídos de los AASS, etc.), cuyo desarrollo es inherente al desarrollo de las actividades de regasificación, AASS, transporte y distribución, dotándoles de regímenes económicos propios al regular sus precios máximos o el reparto de los beneficios generados.

No obstante, hay que indicar, tal como ha venido señalando la regulación (artículo 10.2.I del Real Decreto 949/2001), que se da en la práctica la prestación de servicios distintos de los regulados. Dichas actividades, que pueden denominarse conexas<sup>29</sup>, conllevan el uso o consumo de los recursos de las actividades con régimen económico regulado, lo que puede suponer que los costes, directos o indirectos, de las nuevas actividades pueden estar siendo imputados total o parcialmente a los costes regulados, o pueden estar excluidos o segregados de las actividades reguladas.

Estas actividades conexas generan ingresos que, al menos, en parte deberían trasladarse a la actividad con régimen económico regulado.

Por todo ello, es necesario regular, a los efectos de la metodología retributiva, determinados aspectos de las actividades conexas. Dicho desarrollo debe dotar de las herramientas necesarias para que la Administración pueda determinar:

- a) La existencia, o no, de actividades conexas a las actividades con régimen económico regulado.
- b) Los costes incurridos en el desarrollo de la actividad conexas que son soportados por las actividades reguladas o, en su caso, los costes evitados por desarrollarse al amparo de dichas actividades.
- c) La proporción que suponen los costes anteriores sobre los costes totales de la actividad conexas.

---

recurso; comercialización; exportación, gestión técnica del sistema; operación del mercado organizado de gas; reservas estratégicas (CORES).

<sup>27</sup> Regasificación, transporte, AASS básico, distribución, comercialización de último recurso y gestión técnica del sistema.

<sup>28</sup> Exploración, investigación y explotación de yacimientos/AASS, fabricación, licuefacción, regasificación, transporte y distribución.

<sup>29</sup> Tal como, mantenimiento por Enagás Transporte de los Gasoductos Al Andalus, Extremadura y Magreb, de redes de distribución, de la red de comunicaciones propiedad de UFINET (cable de fibra óptica), etc.

- d) Los ingresos generados por la actividad conexas.
- e) El modelo retributivo para el desarrollo de actividades conexas basado en el reparto del beneficio obtenido entre el sistema y el prestador del servicio en función de la recurrencia en el ejercicio de la actividad, del margen y del beneficio obtenido.

En consecuencia, la Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará el importe que ha de considerarse menor retribución por cada producto y/o servicio conexo.

#### *7.3.9. Instalaciones de distribución, planes de desarrollo y de cierre de instalaciones.*

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará información de las redes de distribución en servicio, de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de las empresas distribuidoras, que deberá presentarse a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 15 de diciembre de cada año, con detalle para los planes de desarrollo y de cierre para el año en curso y los diez años siguientes, y para las redes en servicio la situación a 31 de diciembre del año anterior.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia facilitará el acceso a la información enviada tanto al Ministerio para la Transición Ecológica como a las Comunidades Autónomas que lo soliciten en el ámbito de sus competencias.

La información de las redes de distribución en servicio contendrá como mínimo el siguiente detalle:

- Las coordenadas de la traza basada en cartografía digital de procedencia oficial
- Código Identificación de Tramo de Obra Lineal (CITOL) o de acometida (CITAC).
- Municipio donde se ubica el tramo o la acometida.
- Año de puesta en servicio por primera vez del tramo.
- Presión de diseño en bar relativos.
- Diámetro en pulgadas o en milímetros.
- Material de la tubería (acero, polietileno, etc.).
- Longitud en metros.
- Nombre y CIF del titular que puso en servicio la instalación por primera vez.
- De haberlo, el nombre y CIF del titular que traspasó/vendió la instalación al distribuidor declarante.

Los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de cada empresa distribuidora incluirán al menos la siguiente información para cada municipio y para cada año natural, indicando:

- a) Para cada rango de presión (mayor de 60 bar; igual o menor de 60 bar y mayor a 16 bar; igual o menor de 16 bar y mayor a 4 bar; y menor o igual a 4 bar): la longitud prevista construir de nueva red de distribución, de red de GLP transformada y de reposición/sustitución de la red preexistente del municipio, expresadas en kilómetros con un decimal; el número de nuevas ERM/EM y en su caso respuestas/sustituidas; y el número de puntos de suministro previstos poner en servicio y su demanda asociada en la nueva red de distribución y en las redes de GLP transformadas a gas natural. Para las nuevas redes de distribución o de redes de GLP transformadas, además, se indicará si se alimenta desde:
- i) Una instalación de transporte, en cuyo caso se indicará su CUAR
  - ii) Una red de distribución preexistente, en cuyo caso se indicará la presión nominal de la canalización a la que se conecta la nueva red
  - iii) Una planta satélite de GNL, en cuyo caso se indicará la presión nominal de la canalización conectada a la planta.
- b) Inversión prevista, en millones de euros con tres decimales, diferenciando entre la inversión para nueva red o ERM/EM, para plantas satélites de GNL, y para reposición de tubería.
- c) Número de nuevas acometidas y su longitud en metros
- d) Fecha prevista de puesta en explotación de las instalaciones de distribución, cuando sea un nuevo municipio o redes de GLP transformadas.
- e) Estado de tramitación administrativa actual, cuando sea un nuevo municipio o redes de GLP transformadas.
- f) Para cada rango de presión (mayor de 60 bar; igual o menor de 60 bar y mayor a 16 bar; igual o menor de 16 bar y mayor a 4 bar; y menor o igual a 4 bar) la longitud de la red de distribución objeto de cierre, expresada en kilómetros con un decimal, y el número de ERM/EM objeto de cierre, con indicación del motivo del cierre de la instalación.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá los criterios e instrucciones que deberán seguirse para elaborar la información que se solicita.

#### *7.3.10. Inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo*

La Circular establece el procedimiento para la inclusión de una nueva distribuidora en el régimen retributivo.

La distribuidora debe solicitarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adjuntado la documentación acreditativa correspondiente.

La retribución anual inicial se determinará aplicando lo establecido para determinar la Retribución por Desarrollo de Mercado con la información disponible del número de puntos de suministro, gas suministrado en los años que corresponda en el momento de cálculo.

*7.3.11. Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad*

La Circular establece el procedimiento para transmitir los derechos retributivos asociados a una instalación de distribución entre los implicados en una transmisión de titularidad de la misma.

El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas “a” de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año.

La Retribución Transitoria de Distribución (*RTD*) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M (*RMP*) habidas en el periodo anterior asociadas a la instalación transmitida, no se transmiten a la empresa adquirente.

El reparto entre titulares de los importes anuales de retribución asociado a las instalaciones transmitidas, y los ajustes a realizar en la retribución de cada empresa en dicho año se establecerán mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

*7.3.12. Sobre la prudencia financiera requerida a los titulares de activos de distribución de gas natural.*

La Circular, a la vista de las alegaciones presentadas por el MITECO, ha incluido un artículo que establece un incentivo económico negativo para los titulares de activos regulados de gas natural que se sitúen fuera de los rangos de valores recomendables de los ratios que se definen en la Comunicación 1/2019, de 23 de octubre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de definición de ratios para valorar el nivel de endeudamiento y la capacidad económico-financiera de las empresas que realizan actividades reguladas, y de rangos de valores recomendables de los mismos.

Por Resolución de la CNMC se determinará, para cada año y para cada empresa, el valor del Índice Global de Ratios, que se define en el artículo Sexto de dicha Comunicación.

Para aquellas empresas que tengan un valor inferior a 0,90 (es decir, incumplen al menos uno de las ratios de ponderación superior al 10%), se establece una penalización económica, que no podrá superar el 1% de la retribución anual del titular de activos de red.

A efectos de posibilitar la adaptación de las empresas a los rangos de valores recomendables, el incentivo económico negativo será aplicable sobre la base de las ratios resultantes de los estados financieros del año 2022 de las empresas titulares de activos de transporte y regasificación de gas natural. De esta forma dispondrán de varios ejercicios desde la publicación de la presente circular para la adaptación de los mismos.

Por último, cabe señalar que, aunque el incentivo se ha establecido en un máximo del 1% de la retribución definitiva liquidada, para sucesivos periodos regulatorios dicho porcentaje se podría incrementar al efecto de trasladar una señal mayor a los agentes, que puede fomentar en mayor medida decisiones de estructura financiera que lleven a niveles de endeudamiento adecuados y, en última instancia a una estructura de deuda sostenible.

#### 7.3.13. *Sobre el devengo de la retribución reconocida*

La Circular indica que las retribuciones reconocidas provisional a cuenta y/o definitivas correspondientes al año gas en curso serán devengadas de acuerdo con la proporción del número de días naturales transcurridos respecto al número de días naturales del año de gas

#### 7.3.14. *Apartados sobre Requerimientos de información adicional, Incumplimiento de obligaciones derivadas de la Circular, Inspecciones y Confidencialidad.*

El artículo 15 de la Circular habilita expresamente a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para recabar de los sujetos obligados cualesquiera otras informaciones adicionales que tengan por objeto aclarar el alcance y justificar el contenido de las informaciones remitidas en cumplimiento de la Circular, estableciéndose así un mayor amparo legal a la hora de efectuar peticiones de información en el marco de la determinación de la metodología y cálculo retributivo de la actividad de distribución de gas.

El artículo 16, sobre inspecciones, alude fundamentalmente a la Ley 3/2013 y resto de normativa aplicable para determinar que la Comisión podría realizar las inspecciones y verificaciones que considere oportunas con el fin de confirmar la veracidad de la información que, en cumplimiento de la Circular, le sea aportada.

#### 7.3.15. *Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación*

Se indica que el primer periodo de aplicación de la metodología de retribución de la Circular transcurrirá desde el 1 de enero de 2021 a 31 de diciembre de 2026.

#### 7.3.16. *Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021*

Se establece, a efectos de determinar la retribución de la empresa distribuidora mediante la Circular, la duración del año de gas 2021.

*7.3.17. Disposición adicional tercera. Unidades de aplicación.*

Mediante esta disposición se indica que, a efectos de aplicación de la metodología de esta Circular, y salvo que se indique lo contrario:

- a) Los valores e importes se expresarán en euros (€) con dos decimales.
- b) Las cantidades de gas se expresarán en MWh con tres decimales.
- c) El número de puntos de suministro no tendrá decimales
- d) Los precios y las retribuciones unitarias se expresarán en €/Magnitud Física con tres decimales
- e) Los porcentajes se expresarán con dos decimales.
- f) Los tantos por uno se expresarán con cuatro decimales.

*7.3.18. Disposición adicional cuarta. Valor de los parámetros incluidos en la Circular*

Se establecen los valores a aplicar de los diferentes parámetros contenidos en la metodología de la Circular para el primer periodo regulatorio de aplicación de la circular (2021-2026).

*7.3.19. Disposición adicional quinta. Aplicación gradual de la penalización para procurar la prudencia financiera*

Se establece que el incentivo económico negativo en relación con la prudencia financiera requerida a los titulares de activos de distribución, será aplicable a partir de los estados financieros del año 2022, a efectos de posibilitar la adaptación de los estados financieros de las empresas a los rangos de valores recomendables.

*7.3.20. Disposición Adicional sexta. Cuantificación del ajuste retributivo derivado del empleo de activos regulados en productos y servicios conexos*

Se determina que, hasta que se apruebe la resolución a la que alude el artículo 9, se considerará el cincuenta por ciento de los ingresos anuales obtenidos en la realización de productos o servicios conexos a los efectos de minorar el valor anual de la retribución.

*7.3.21. Disposición Adicional séptima. Información de puntos de suministro y demanda del año 2000*

Se establece la obligación de las empresas distribuidoras de aportar la información relativa a puntos de suministro y demanda del año 2000 en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la circular.

*7.3.22. Disposición transitoria primera. Retribución por captación de nuevo mercado correspondiente a la variación de puntos de suministro de 2020*

Las empresas distribuidoras tendrán derecho a una retribución adicional por captación de nuevo mercado en 2020 por la diferencia existente entre el número medio de puntos de suministro considerado para determinar la retribución del año 2020 y el número de puntos de suministro a 31 de diciembre de 2020, como consecuencia del cambio de mecanismo para determinar la variación de puntos de suministro recogido en la metodología de la Circular.

*7.3.23. Disposición transitoria segunda. Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021*

Se describe cómo ha de determinarse la Retribución por Desarrollo de Mercado para el año de gas 2021, habida cuenta que la duración del mismo es de 9 meses.

*7.3.24. Disposición transitoria tercera. Retribución municipios de gasificación reciente anteriores a 1 de enero 2021*

Se establece el tratamiento retributivo para aquellos municipios que a efectos del apartado 2 del Anexo X de la Ley 18/2014 tuvieran la consideración de municipios de gasificación reciente.

*7.3.25. Disposiciones final*

Se indica que la Circular entrará en vigor el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado

## **8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR**

### **8.1. Impacto económico**

En los siguientes apartados se realiza un análisis del impacto económico que tendría la nueva metodología, con los datos disponibles, para determinar la retribución de los costes de la actividad de distribución de gas natural y por la realización de las funciones asignadas a la distribución para el periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

Se estima que, de mantenerse durante el periodo 2021-2026 una demanda similar a la prevista para 2019, el impacto económico medio anual de la metodología propuesta en la Circular podría alcanzar una reducción media de aproximadamente 137 millones de €/año sobre la retribución que resultaría de mantener la metodología actual en dichos supuestos.

En la siguiente Figura se recoge la estimación de importes de retribución anual para el periodo 2021-2026 resultantes de aplicar la metodología actual y la propuesta en la Circular para la actividad de distribución.

Figura 15. Estimaciones Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad Distribución.

En Millones €	de Ene a Dic de "n"			de Octubre "n-1" a Septiembre "n"						Retrib Media 2021-26
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Met. Actual	1.426	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420	1.420
Met. Circular				1.391	1.348	1.300	1.264	1.216	1.181	1.283
<b>Impacto sobre Met. Actual</b>				<b>-29</b>	<b>-72</b>	<b>-120</b>	<b>-155</b>	<b>-203</b>	<b>-239</b>	<b>-137</b>

La nueva Circular tendrá impacto sobre el precio que paguen los consumidores del sector gasista, con algunas matizaciones. La bajada de la retribución podrá suponer una bajada de peajes; sin embargo, debido al déficit acumulado puede no existir coincidencia temporal entre ambos decrementos. Por otra parte, queda en el ámbito de decisión de cada comercializador qué parte trasladará al precio final y cuál al margen empresarial.

A modo de ejemplo, si tomamos las retribuciones medias para el periodo 2021-2026 del apartado anterior observamos que la retribución media de la actividad de distribución pasaría de aproximadamente 1.420 millones de € resultantes de la metodología vigente a 1.283 millones de € con la metodología propuesta. Lo que supondría una reducción media del 9,6%.

## 8.2. Impacto sobre la competencia

Se considera que la Circular no tiene impactos sobre la competencia entre empresas distribuidoras, más allá de fomentar e incentivar, tal y como recogen la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014, a aquellas empresas que tienen una gestión eficaz, eficiente, de acuerdo al principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista con criterios homogéneos en todo el territorio español.

La aplicación de la Circular incrementará la competitividad del gas natural frente a otras fuentes de energía alternativas en el momento que se traslade la disminución de retribución de la actividad de distribución al precio final que paguen los consumidores.

Una bajada de precio de los peajes incrementaría la competitividad de las empresas que utilizan el gas como materia prima

## 8.3. Impacto presupuestario.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia dispone desde el año 2008 de un sistema informático denominado SIDRA (Sistema de Información para Determinar la Retribución de las Actividades Reguladas del Sector Gas Natural). Dicho Sistema de Información ha de actualizarse a efectos de aplicación de la presente Circular tanto para determinar la retribución de las empresas como para facilitar el acceso y la gestión electrónica en los procesos de información sobre planes de inversión, de inclusión de instalaciones en el

régimen retributivo, de transmisión de titularidad o de baja del sistema retributivo por el cierre de instalaciones. Todo ello, en condiciones que mantengan la seguridad, confidencialidad e integridad de la información.

#### **8.4. Otros impactos**

Se considera que la Circular no tiene impactos en la unidad de mercado, por razón de género u de otro tipo diferente a los ya expuestos.

Se considera que las cargas administrativas derivadas de esta Circular son las mínimas necesarias para permitir su plena aplicación en el periodo 2021-2026.

No obstante, esta Comisión ha advertido en diversas ocasiones<sup>30</sup> de la necesidad de armonizar las solicitudes de información, y calendarios a aplicar, relacionados con la determinación de la retribución de las empresas, determinación de los peajes y cánones y las previsiones de cierres de ejercicios de liquidación.

La publicación de las Circulares previstas por esta Comisión, ha de convertirse en el punto de partida para la optimización y armonización de las solicitudes de información, y calendarios a aplicar con objeto de minorar las cargas administrativas.

#### **8.5. Análisis coste-beneficio**

Teniendo en consideración los análisis de impacto anteriores se considera que los beneficios que genera la Circular son considerablemente superiores a los costes que produce.

### **9. CONCLUSIONES**

El Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, asigna a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, la función de establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de la actividad de distribución de gas natural que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas. De esta forma se adecua la normativa estatal a lo dispuesto en el derecho comunitario por la Directiva 2009/73/CE, el Reglamento (CE) nº 715/2009, y el Reglamento (UE) 2017/460.

Las funciones asignadas en relación al establecimiento de la metodología de retribución de la actividad de gas natural a esta Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia son de plena aplicación una vez finalice el actual periodo regulatorio el 31 de diciembre de 2020, cuando dejan de tener vigencia las metodologías de cálculo de la retribución de las actividades de distribución, transporte, regasificación y almacenamiento básico, establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre.

---

<sup>30</sup> Con motivo de los informes preceptivos sobre Órdenes Ministeriales de retribución.

Analizados los resultados y consecuencias del modelo retributivo actual para el conjunto de las actividades reguladas se puede considerar que, si bien ha sufrido modificaciones para su mejora, los resultados no han sido suficientes en su conjunto, lo que ha dado lugar a la pérdida de la competitividad de los consumidores españoles con respecto a los consumidores europeos y la creación de una deuda del orden de 1.000 millones de € derivada de los sucesivos déficits anuales, mientras que las empresas transportistas y distribuidoras mejoraban sensiblemente sus rentabilidades.

Por tanto, es necesario introducir mejoras en el sistema retributivo de la actividad de distribución, con algunos cambios que permitan alcanzar mejoras de eficiencia y de competitividad, manteniendo y cumpliendo los principios establecidos en la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014, en el contexto que establece el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.

El modelo inicialmente sometido a audiencia pública e informe del Ministerio para la transición Ecológica planteó una revisión de la metodología retributiva en función de los activos de las empresas, con base en sus estados financieros. A la vista de las alegaciones recibidas, se opta por una Propuesta de Circular todavía más continuista, pero que introduce modificaciones retributivas necesarias. La nueva Propuesta de Circular mantiene el actual modelo de actividad, introduciendo un ajuste en la base retributiva, al minorar la base establecida para la distribución en 2000, a la par que se tienen en cuenta los suficientes incentivos para el mantenimiento de los activos/clientes anteriores a 2000. Este ajuste trata de paliar el problema de sobrerretribución con un enfoque más gradual y proporcional, propiciando una transición progresiva y transparente a la vez que incorpora un nuevo procedimiento para recabar información sobre las instalaciones y los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de distribución que permitirá su adecuada supervisión.

También se aborda la cuestión, desde una perspectiva metodológica retributiva, relativa a la prestación de productos y servicios conexos, aquellos que presta la empresa distintos de las actividades con régimen económico regulado, mediante el uso o consumo de recursos de estas actividades.

Dado que la nueva Propuesta contiene cambios sustanciales con respecto a la sometida a consulta pública el 5 de julio de 2019, con vistas a preservar el principio de transparencia y de seguridad jurídica para todas las partes, así como para garantizar plenamente la efectiva participación de todos los agentes en el proceso de elaboración de la norma, se ha optado por realizar un nuevo trámite de audiencia

## **ANEXO**

## A. Metodologías retributivas

### Análisis de alternativas

La Circular tiene como objetivo generar un marco normativo integrado y claro. Los modelos retributivos de las actividades reguladas, tienen efectos, no solo sobre los resultados económicos de las empresas que desarrollan dichas actividades reguladas, sino en los peajes y en la competitividad del sector que a su vez pueden dar señales adecuadas, o inadecuadas, a otros sectores de la economía, como pueden ser los distintos sectores industriales con consumo intensivo de energía, favoreciendo o penalizando la competitividad de los mismos, o la de otros usuarios de esta energía. Esta revisión de la metodología se produce además en un momento de incertidumbre sobre la evolución de la demanda de gas natural, a la vista del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (ver Anexo B).

De acuerdo con el Informe de ECA<sup>31</sup>, puede hablarse de tres metodologías alternativas, usadas a nivel mundial, para determinar los ingresos necesarios de las empresas reguladas.

1. Metodología basada en Flujos de Caja<sup>32</sup>.
2. Metodología basada en Estados Financieros<sup>33</sup>.
3. Metodología basada en Bloques<sup>34</sup>.

La aplicación de cada una de estas, está fuertemente influenciada por las características y necesidades propias de cada sistema (o país), especialmente del grado de desarrollo regulatorio, jurídico y económico que impera en cada uno de ellos. Así, ciertas metodologías son más adecuadas para países que cuentan con sistemas energéticos maduros, mientras que algunas otras están diseñadas para promover y fortalecer el desarrollo de las redes. A continuación, se explica brevemente cada una de ellas.

#### 1) Metodología basada en Flujos de Caja.

Esta metodología tiene en cuenta el desembolso previsto de efectivo de la empresa regulada incluyendo: gastos de operación (OPEX), pagos de deuda, costes financieros (intereses) que de estos se deriven y margen a recibir por la empresa.

---

<sup>31</sup> Informe sobre “*Metodologías y parámetros utilizados para determinar los ingresos permitidos de los transportistas gasistas*” de Economic Consulting Associates (ECA) que resultó la encargada de su preparación a instancias de la Agencia de Cooperación de Reguladores Europeos (ACER), para el cumplimiento por esta de la obligación de publicar dicho informe en el contexto de las disposiciones indicadas en el Reglamento (UE) 2017/460 para el establecimiento de un Código de Red para la armonización de Tarifas.

<sup>32</sup> *Cash-based methodology.*

<sup>33</sup> *Accounting methodology.*

<sup>34</sup> *Building block methodology.*

Suele aplicarse en países emergentes o en sistemas de nueva implantación coincidiendo con mercados que aún se encuentren en proceso de desarrollo, elevadas tasas de crecimiento en la demanda – y necesidad de nuevas inversiones en infraestructura –con fuerte necesidad de financiación, tanto de capital como de deuda. Por lo tanto, las tarifas que se calculen con base en este tipo de metodología reflejarán íntegramente el coste del servicio prestado por la empresa regulada. Esta metodología es utilizada primordialmente en países de Latinoamérica y/o en sistemas de propiedad estatal.

## 2) Metodología basada en Estados Financieros.

Esta metodología se basa principalmente en los costes reconocidos que figuran en los estados financieros – normalmente auditados – de las empresas. Las principales cuentas analizadas para determinar dichos costes y los ingresos a reconocer son: los gastos de operación (OPEX), la depreciación (o amortización) de los activos, los costes financieros (intereses) y el retorno del capital (propio) – el cual se fija con base en criterios de suficiencia y razonabilidad a una actividad de monopolio y, por tanto, de bajo riesgo.

Los gastos de capital destinados a las inversiones – y que aspiren a una retribución financiera – tienen que ser autorizados previamente por el regulador, siempre siguiendo el criterio de prudencia.

Suele aplicarse en sistemas donde el acceso a los estados financieros y a las cuentas de las empresas reguladas sea transparente, estándar y verificable. Algunos ejemplos de este sistema se encuentran en Estados Unidos.

## 3) Metodología basada en bloques.

La retribución a través de esta metodología consiste en el cálculo de componentes (bloques) individuales de costes que, una vez agrupados y sumados, determinan la retribución a recibir por parte de la empresa regulada: gastos de operación (OPEX), depreciación y el retorno sobre el capital (ambos relacionados con el CAPEX). Así, el retorno del capital está compuesto tanto por los intereses correspondientes a la deuda, como por el retorno de los fondos propios; no obstante, dicho monto se calcula de manera conjunta.

Esta metodología está ligada a los sistemas basados en incentivos<sup>35</sup>; los objetivos de eficiencia que fija la autoridad reguladora se determinan individualmente para cada uno de los bloques correspondientes.

Dentro de esta metodología, existen varias alternativas a la hora de establecer los “bloques”, tal y como puede verse en el Anexo A sobre aspectos de las metodologías retributivas adoptadas por países miembros de la UE.

---

<sup>35</sup> *Revenue-cap* y *Price-cap*

Esta metodología suele utilizarse por países con sistemas maduros donde las tasas de crecimiento de la demanda y las necesidades de expansión de la red son reducidas. En consecuencia, algunos ejemplos donde se aplica esta metodología son los países europeos y Australasia.

Las principales diferencias entre las metodologías radican en la manera en que es reconocida la financiación de las inversiones (a través de deuda y fondos propios) y el momento de aplicación de la metodología (si es “ex-ante” o “ex-post”). Normalmente, la metodología basada en estados financieros suele ser “ex-post” mientras que las metodologías basadas en flujos de cajas y en bloques suelen ser “ex-ante”, aunque a veces incluyen correcciones “ex-post”.

La realidad muestra que las metodologías implementadas en los diferentes países para la retribución de transporte de gas natural se corresponden con esquemas mixtos aprovechando las ventajas de las metodologías teóricas para minimizar sus inconvenientes.

En cualquiera de los casos, los sistemas retributivos pueden sobre-retribuir, retribuir adecuadamente o retribuir deficientemente las actividades reguladas, condicionando en cada caso la toma de las decisiones de las empresas. En el primer caso pueden provocar sobre-inversiones<sup>36</sup>; en el segundo caso, la realización únicamente de las inversiones más eficientes y necesarias; en el tercer caso indicado, se puede desincentivar la realización de las inversiones prudentes y necesarias. Es por ello, que ciertas metodologías introducen correcciones “ex-post” una vez se tienen datos reales,

De hecho, uno de los mayores inconvenientes habidos hasta la fecha para mejorar el sistema retributivo, ha sido la falta de evaluación y revisión periódica del mismo, con transparencia y visión de conjunto, evaluando el impacto en peajes, en competitividad, en los resultados individuales de las inversiones realizadas, y en los resultados económicos de las empresas.

Por otro lado, la actividad de distribución de gas natural en España tiene unas características netamente diferenciadas de las actividades de transporte y regasificación, y ello, fundamentalmente derivado de la regulación y de los procesos de toma de decisiones de inversión en unas y otras actividades.

Así, el transporte y la regasificación son actividades planificadas por las Autoridades competentes y con retribución individualizada para cada nueva instalación, mientras que, en distribución de gas, al dejar ser el Sector de gas natural un servicio público y pasar a ser un servicio de interés general, las decisiones de inversión en nuevas redes de distribución están principalmente en manos de los distribuidores, decisiones que son tomadas, previa aprobación por las Autoridades Administrativas correspondientes, en función de la retribución regulada, del mercado esperado por el distribuidor y del valor de la inversión a realizar. Es por ello, que el modelo de retribución a considerar para la distribución no puede estar exclusivamente basado en modelos descritos en el Informe de

---

<sup>36</sup> Efecto Averch–Johnson

ECA sino que se ha de tener en cuenta que el distribuidor está significativamente afectado por el riesgo del mercado además de requerir una adecuada retribución por sus activos y costes operativos.

Por tanto, es necesario reevaluar el sistema retributivo de la actividad de distribución, para establecer mejoras en el mismo, que permitan alcanzar mejoras de eficiencia y de competitividad hasta donde sea posible, manteniendo y cumpliendo los principios establecidos en la regulación

### **Metodologías retributivas en la Unión Europea**

Como parte de este proceso, se realizó un análisis sobre las metodologías retributivas para la distribución de gas natural vigentes en la mayoría de los países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas distribuidoras.

Así, se tomó como referencia principal el “Informe sobre Marcos Regulatorios de las Redes Energéticas Europeas”<sup>37</sup> elaborado por el Consejo de los Reguladores Europeos en Energía (CEER, por sus siglas en inglés) el cual proporciona una visión general de los regímenes regulatorios aplicados durante el año 2018, tanto en las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad en cada uno de los países miembros de CEER (en adelante Informe CEER).

Cabe señalar que, además de dicho Informe, también se tuvieron en consideración documentación y estudios diversos<sup>38</sup> de las metodologías de los propios reguladores para complementar el análisis de este apartado.

#### **o Sobre los Sistema retributivos y los Periodos regulatorios:**

De acuerdo con el Informe CEER, dos tipos de sistemas retributivos de las redes de distribución gasista son definidos: los sistemas basados en *Cost-Plus* (incluyendo el *Rate-of-Return*) y los sistemas basados en incentivos: *Revenue-cap* y *Price-cap*. No obstante, algunos países mencionan una combinación de ambos sistemas aplicables para los distintos elementos a considerar (ej. CAPEX y OPEX).

Con carácter general, los sistemas retributivos basados en incentivos se caracterizan por el uso de incentivos y penalizaciones financieras con el fin de inducir a la empresa regulada a lograr los objetivos deseados (generalmente a través del establecimiento de costes eficientes) mientras que a la empresa se le permite cierta discreción en cómo lograrlos.

Concretamente, se observa que la gran mayoría de los países europeos analizados establecen un sistema retributivo basado en incentivos,

---

<sup>37</sup> Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks

<sup>38</sup> Informes varios publicados por CEER, así como documentos públicos en las páginas web de las autoridades reguladoras.

principalmente a través de un *Revenue-cap*. Por otro lado, seis países informan un sistema distributivo diferente al de incentivos; así, Letonia, Polonia y Estonia, establecen un mecanismo *Cost-Plus* o *Rate-of-Return*, mientras que otros países como Portugal, Reino Unido e Italia<sup>39</sup> implantan un sistema híbrido en el que los OPEX se calculan con base en un *Price/Revenue-cap* y los CAPEX se calculan con base al método *Cost-Plus*.

Haciendo un análisis de los periodos regulatorios, se observa que la gran mayoría de los países analizados aplican periodos entre 4 y 5 años. Por el contrario, llama la atención que una gran parte de los países con sistemas retributivos diferentes al de incentivos, no tienen periodo regulatorio (Estonia) o sus periodos regulatorios son de apenas un año (Polonia) o dos años (Letonia).

Finalmente, cabe señalar que Gran Bretaña (8 años), Italia y España (6 años) son los tres países con los periodos regulatorios más largos, teniendo los dos primeros un sistema híbrido, y el último un régimen basado en *Revenue-cap*.

Figura 16. Periodos regulatorios aplicados por los países europeos en los próximos años.

#	País	Per. Reg. (años)	Inicio Per. Reg.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	...
1	ESPAÑA	6	2014																		
2	AUSTRIA	4	2018																		
3	BÉLGICA	4	2016																		
4	CROACIA	5	2017																		
5	REP. CHECA	3+2	2016																		
6	DINAMARCA	4	2018																		
7	ESTONIA	-	N/A																		
8	FINLANDIA	4	2016																		
9	FRANCIA	4	2016																		
10	ALEMANIA	5	2018																		
11	GRECIA	4	2019																		
12	HUNGRÍA	4	2017																		
13	IRLANDA	5	2017																		
14	LETONIA	2	2017																		
15	LITUANIA	5	2014																		
16	LUXEMBURGO	4	2017																		
17	PAISES BAJOS	5	2017																		
18	POLONIA	1	N/A																		
19	PORTUGAL	3	2016																		
20	RUMANÍA	5	2013																		
21	SUECIA	4	2015																		
22	GRAN BRETAÑA	8	2013																		
23	ITALIA	6	2014																		

○ **Sobre la Propiedad de las empresas distribuidoras y la dimensión de sus redes.**

El Informe CEER define tres tipos de propiedad de las redes de distribución gasista: propiedad privada, propiedad pública y una combinación de ambas.

De los más de 20 países incluidos en el análisis, España, Portugal, Estonia y Letonia se identifican dentro del apartado de propiedad privada; llama la atención

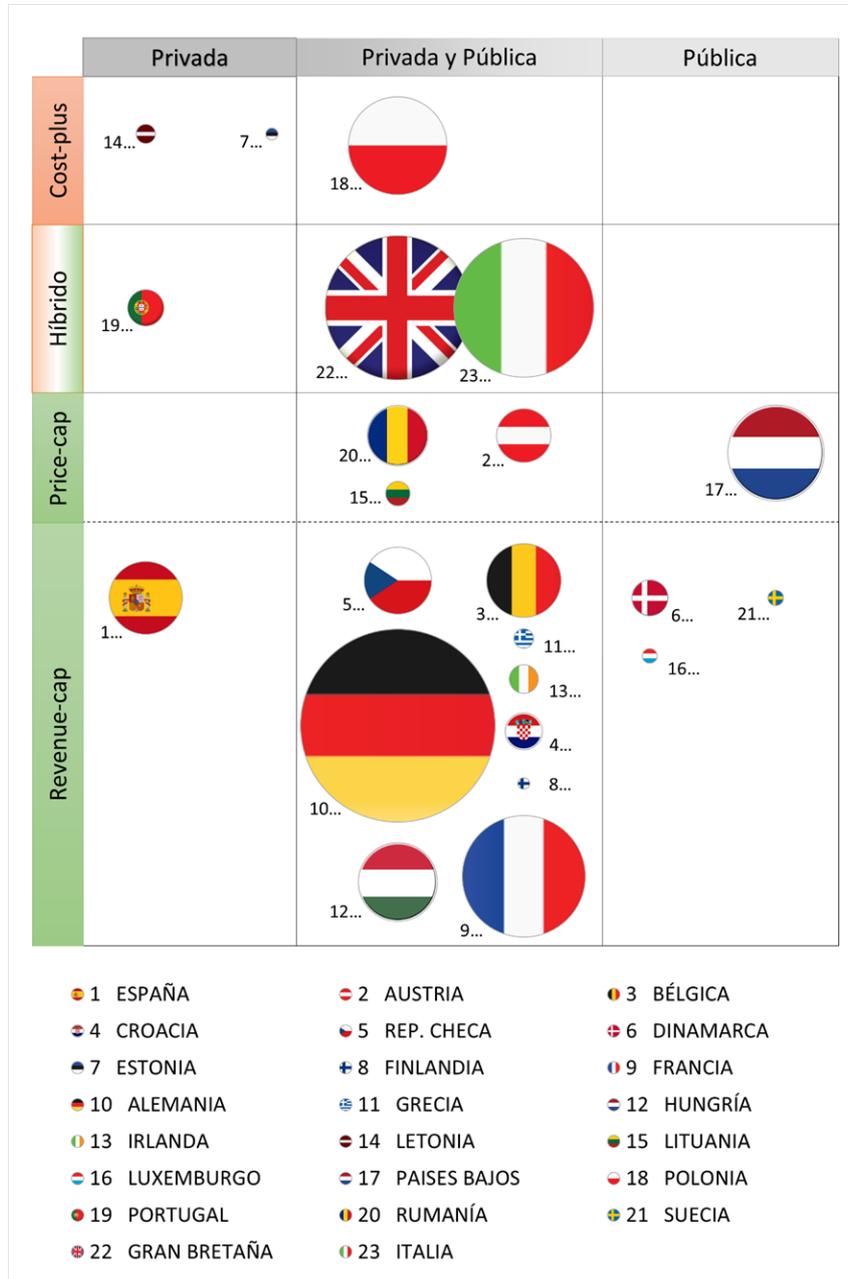
<sup>39</sup> En el caso de Italia y Reino Unido, la información no procede del Informe CEER, por ser esta incompleta, sino de informes equivalentes elaborados por CEER, así como documentación propia publicada por los reguladores en cuestión.

que, de estos cuatro países, solamente España tiene un régimen regulatorio basado en incentivos. Por otro lado, se observa que la propiedad de la red de distribución del 65% de los países incluidos en el análisis es de propiedad mixta (pública y privada) y que, además, de estos 15 países casi todos tienen un régimen regulatorio basado en incentivos.

Realizando un análisis más exhaustivo, se observa que existe una gran disparidad entre las longitudes de las redes de distribución incluidas en este informe, siendo la red de distribución de Finlandia (2.000 km) la más corta, y la red alemana (500.000 km) la más larga. Tomando como referencia las redes de distribución con una longitud relevante (longitud superior a los 70.000 km) destacan únicamente 9 países: Alemania, Gran Bretaña, Italia, Francia, Polonia, Países Bajos, Hungría, Bélgica y España.

Analizada la información anterior, se observa que la situación de España es particular al ser el único país (incluido en el análisis) con un régimen basado en incentivos, con una longitud de red de distribución relevante y que, además, la propiedad de dicha red está catalogada como privada.

Figura 17. Metodología retributiva aplicada vs Tipo de propiedad de las empresas reguladas de los países europeos



Nota: Los tamaños de los círculos son proporcionales al tamaño de las redes de distribución

○ **Sobre Incentivos, revisiones y ajustes aplicados.**

Por lo general, muchos de los países europeos analizados realizan revisiones sobre los ingresos de las empresas distribuidoras (y de los valores aprobados) y, en caso de ser necesario, se realizan ajustes. No obstante, cabe destacar que, a pesar de no existir una única manera para realizar estas revisiones y ajustes, la gran mayoría de las metodologías analizadas confluyen en el mismo objetivo: retribuir de manera eficiente y razonable a las empresas reguladas y, en caso de

costes adicionales o ahorros resultantes, estos sean compartidos entre las mismas empresas y los usuarios.

Partiendo de la base que es una práctica común de los reguladores europeos realizar ajustes a los diferentes elementos de la retribución<sup>40</sup> de las empresas reguladas, el Informe CEER centra su análisis en los ajustes que se llevan a cabo a la Base de los Activos Regulados (RAB<sup>41</sup> por sus siglas en inglés).

De este modo, en lo que respecta a los **ajustes en el RAB**, una gran parte de los países incluidos en el análisis no realizan ajustes importantes, salvo la inclusión de las nuevas instalaciones reconocidas durante ese año (o periodo regulatorio) y la deducción de la amortización de los activos existentes. Además, algunos países (tales como Hungría, Países Bajos y Suecia) toman en consideración la inflación<sup>42</sup> dentro de dicho ajuste.

Por otro lado, Croacia pone de manifiesto que se reconocen las diferencias derivadas<sup>43</sup> entre los costes previstos y los costes incurridos, para posteriormente ser incluidas en el RAB del siguiente periodo regulatorio.

Finalmente, otros pocos países mencionan algún tipo de ajuste excepcional al RAB. Por ejemplo, República Checa emplea un coeficiente anual de revalorización que multiplica al RAB<sup>45</sup>; dicho coeficiente corresponde al resultante de dividir el valor previsto del RAB del año anterior sobre el valor previsto del valor residual de los activos.

En lo que respecta a **otros tipos de ajustes**, se observa que varios países utilizan diversos mecanismos para controlar los ingresos de las empresas. A continuación, se mencionarán los mecanismos más relevantes y que, de forma general, fueron descritos en el Informe CEER:

- En Portugal, se realiza un ajuste anual a la tasa de retribución financiera, la cual está indexada a los bonos a 10 años del estado portugués y que, además, está delimitada por un techo y un suelo. Así, tanto el límite inferior, el límite superior y la pendiente que relaciona la tasa de retribución con los bonos de estado portugués, se calculan al inicio de cada periodo regulatorio.

---

<sup>40</sup> Véase la Memoria de la Circular 6/2019 sobre la retribución de los activos de transporte y regasificación.

<sup>41</sup> Por su traducción al inglés de *Regulated Asset Base*.

<sup>42</sup> A través del Índice de Precios al Consumidor (*CPI* por sus siglas en inglés).

<sup>43</sup> Solamente aquellas diferencias que la Autoridad Reguladora considere razonables.

<sup>44</sup> La revisión se lleva a cabo durante el último año del periodo regulatorio.

<sup>45</sup> El RAB calculado por este país resulta de la diferencia entre el monto total de las inversiones y el monto de la amortización.

- En Alemania, la tasa de retorno de los fondos propios<sup>46</sup> (alrededor del 7%) que se aplica a la base de los activos regulados – para obtener la retribución financiera – está limitada solo al 40% de la estructura de capital. Los activos adquiridos/construidos con fondos propios por encima de este límite, se retribuyen con una tasa de retorno inferior a esta (alrededor del 4%).
- En Finlandia, la autoridad reguladora monitoriza que los beneficios de las empresas correspondientes al periodo regulatorio no excedan un determinado nivel razonable; de lo contrario, se realiza un ajuste sobre los beneficios y el excedente de estos es devuelto a los consumidores durante el siguiente periodo regulatorio.

○ **Sobre la Base de los Activos Regulados (RAB):**

La Base de los Activos Regulados de los distribuidores está compuesta por las instalaciones y activos requeridos para llevar a cabo sus funciones.

De acuerdo con el Informe CEER, los principales activos incluidos en el RAB por los países analizados son los activos pertenecientes al inmovilizado tangible (gasoductos, estaciones de regulación y medida, etc). Además, algunos de estos países mencionan que se incluyen también los activos intangibles, tales como las aplicaciones informáticas (software) que sirven de soporte para la oportuna gestión y control de la propia actividad de distribución.

Además, se pone de manifiesto que el valor de los activos que hayan sido financiados a través de donaciones, subsidios o contribuciones por terceros es deducido del RAB por la gran mayoría de países incluidos en el análisis (solamente Reino Unido e Italia incluyen dichas contribuciones dentro del RAB).

En los párrafos siguientes se analizarán los aspectos más relevantes<sup>47</sup> incluidos en el Informe CEER referentes al RAB.

1) *Sobre el valor del RAB que se reconoce inicialmente*

El primer aspecto importante está relacionado con la metodología que se utiliza para valorar inicialmente la bolsa del RAB. Por lo general, existen tres tipos de

---

<sup>46</sup> Por su traducción al inglés de *Return on equity capital*.

<sup>47</sup> Se señala que en la Memoria de la Circular 6/2019 sobre la retribución de los activos de transporte y regasificación, se describen los cinco aspectos más relevantes del RAB de transporte de acuerdo con el Informe ECA. No obstante, y a diferencia de este, en esta Memoria solamente se describen cuatro de estos aspectos (no se incluye el análisis “Sobre las revalorizaciones del RAB”) puesto que no se cuenta con información suficiente ni relevante en el Informe CEER sobre este asunto.

metodologías: 1) costes históricos<sup>48</sup>, 2) costes de reposición<sup>49</sup> y 3) valor (económico) actual<sup>50</sup>.

De los más de 20 países incluidos en el análisis, se observa que la gran mayoría utilizan la metodología de costes históricos. No obstante, cabe hacer la aclaración que algunos de estos países (Irlanda, Francia y Países Bajos), además, utilizan costes históricos que habían sido previamente indexados a la inflación en el momento de su cálculo. Por otro lado, solamente tres países (República Checa, Finlandia y Letonia) utilizan el método de costes de reposición.

Finalmente, se señalan los casos de Hungría y Portugal puesto que ambos utilizan una combinación de ambas metodologías. Por ejemplo, Hungría utiliza la metodología de costes de reposición para aquellos activos considerados “activos de la red de distribución”<sup>51</sup>, mientras que los otros activos – que no entran dentro de esta definición – se valoran mediante la metodología de costes históricos.

Cabe subrayar que el Informe de CEER no hace mención de algún país que utilice la metodología “Valor (económico) actual” para los activos de distribución.

## *2) Sobre el momento de inclusión en el régimen retributivo*

El segundo aspecto importante tiene que ver con el momento en que los gastos derivados de nuevos activos son incluidos dentro del RAB (y así comenzar a recibir la retribución correspondiente). Se pueden inferir dos casuísticas:

- 1) En el momento en que los gastos son incurridos, es decir, durante la construcción de las instalaciones.
- 2) En el momento en que el proyecto ha sido puesto en marcha (cuando la construcción ha finalizado).

En relación a la primera casuística (reconocimiento de gastos en el momento en que se producen), se observa que solamente 6 países (todos con un régimen basado en incentivos: Bélgica, República Checa, Dinamarca, Alemania, Grecia, Irlanda y Luxemburgo) incluyen en el RAB los gastos durante la construcción de las instalaciones.

Por el contrario, los países restantes (16 países) no hacen mención alguna respecto al momento en que dichos gastos son incluidos en el RAB, por lo que

---

<sup>48</sup> Basados en el coste de adquisición de los activos existentes y, posteriormente, deduciendo la depreciación acumulativa de dichos activos hasta el momento del cálculo.

<sup>49</sup> Basados en el coste que conllevaría remplazar los activos existentes a día de hoy, tomando en cuenta la depreciación para reflejar la vida útil remanente del activo.

<sup>50</sup> Basados en el “valor de uso” del activo que se traduce en los flujos de efectivo netos futuros que se esperan con el uso de dicho activo.

<sup>51</sup> Por su traducción al inglés de *Network Assets*.

no se puede inferir que todos estos empleen la segunda casuística (reconocimiento de gastos en el momento de la puesta en marcha).

### 3) *Sobre las Necesidades Operativas de Fondos*

El tercer aspecto importante tiene que ver con la inclusión de las Necesidades Operativas de Fondos (NOFs)<sup>52</sup> dentro de la base de activos regulados.

De acuerdo con la información disponible en el Informe CEER, solamente siete países (Bélgica, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Alemania, Grecia y Rumanía) incluyen las NOFs dentro de la bolsa de activos regulados. Con lo que respecta al resto de países, no se puede deducir que estos realizan exactamente lo contrario (la no inclusión de las NOFs dentro del RAB). Solamente tres de estos países mencionan explícitamente la no inclusión de las NOFs dentro del RAB.

### 4) *Sobre la Depreciación y la Vida Útil del RAB*

El último aspecto importante tiene que ver con la depreciación y la vida útil que se reconoce a cada uno de los elementos que componen RAB, puesto que estos tienen incidencia directa en el cálculo de amortización de las empresas distribuidoras.

De acuerdo con la mejor información disponible del Informe CEER, la mayoría de los países utilizan, por una parte, el método de depreciación lineal mientras que, en relación a la vida útil de los activos, emplean en promedio 25-50 años para los activos tangibles y 5-20 años para los activos intangibles.

Concretamente, Finlandia menciona un promedio de 45 años para sus activos de distribución; por su parte, Portugal indica un rango entre 5 y 45 años<sup>53</sup>; finalmente, Suecia especifica, para cada tipología, un promedio de 50 años para los gasoductos y 20 años para las estaciones de regulación y medida.

---

<sup>52</sup> Se refiere a la liquidez operativa disponible de una empresa (operaciones del día a día). También denominado "Capital de Trabajo", de su traducción al inglés de *Working Capital*.

<sup>53</sup> Se infiere que no se hace diferencia entre activos tangibles e intangibles.

## **B. El gas natural en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**

El Acuerdo de París de 2015 y la Agenda 2030 de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas marcan la transformación del modelo económico actual. La Unión Europea ratificó dicho Acuerdo en 2016, haciendo España lo mismo en 2017.

Asimismo, la Comisión Europea presentó en 2016 el “*paquete de invierno*” “*Energía limpia para todos los europeos*”, que se ha desarrollado mediante diversas Directivas y Reglamentos, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

En este contexto, el Gobierno presentó a Consulta Pública, con fechas de inicio y fin de 22 de febrero y 1 de abril de 2019, el Marco Estratégico de Energía y Clima, como instrumento facilitador para la transformación y modernización de la economía española, y el cumplimiento de los objetivos europeos planteados.

Dicho Marco Estratégico de Energía y Clima presenta tres pilares fundamentales: el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático, la Estrategia de Transición Justa y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030<sup>54</sup>. Este último, establece los objetivos de reducción de GEI, de penetración de energías renovables y de eficiencia energética, y establece, de acuerdo con los modelos empleados, las líneas de actuación más adecuadas y eficientes para la economía, el empleo, la salud y el medio ambiente, entre otras cuestiones.

Por su importancia transversal en el sector energético, y por su relación particular o posible implicación más o menos directa con el sector gasista, se destacan algunos de los objetivos /líneas rectoras principales del PNIEC:

- Reducción global de un 21% los GEI respecto a los niveles de 1990.
- Descarbonización y electrificación de la economía en general.
- Reducción de un 39,6% del consumo de la energía primaria en 2030, respecto al escenario tendencial, si bien para el Sector de Gas Natural el descenso de consumo en energía primaria estimado entre los años 2020<sup>55</sup> y 2030 en el objetivo del PNIEC sería del 7,4% (22,8 TWh). El impacto para el Sector en términos globales sería significativo. A continuación, se

---

<sup>54</sup> Este Plan, aprobado por el Consejo de Ministros a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica, es un documento programático, que se presenta a la Comisión Europea para su evaluación y cumplimiento de las obligaciones del Reglamento de Gobernanza de la UE, y cuyo borrador está actualmente siendo debatidos por los diferentes agentes del sistema. Asimismo, se está ante un proceso estructurado de diálogo entre España, como Estado Miembro, y la Comisión Europea, que finalizará con la aprobación del Plan definitivo previsiblemente a finales del 2019.

<sup>55</sup> Significar que a 13 de mayo de 2019 la demanda de gas natural en año móvil en datos reales es de 356.502 GWh, dato que contrasta con la previsión del PNIEC para el año 2020 en su escenario objetivo de 308.116 GWh.

muestran los datos previstos en el PNIEC para el gas natural a este respecto:

Figura 18. Consumo primario de gas natural (incluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

CONSUMO PRIMARIO <u>GAS NATURAL</u> INCLUYENDO USOS NO ENERGÉTICOS						
	ESCENARIO TENDENCIAL				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	27.013	28.236	29.861	2.848	10,5%
GWh	285.326	314.105	328.326	347.221	33.116	
	ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	26.498	23.501	24.531	-1.967	-7,4%
GWh	285.326	308.116	273.267	285.244	-22.872	
REDUCCIONES PNIC VS TENDENCIAL						
GWh	0	5.988	55.058	61.977		
%	n.a.	1,9%	16,8%	17,8%		

Fuente: PNIEC 2021-2030/Ministerio para la Transición Ecológica. 2019 v elaboración propia

- Reducción de la dependencia energética del exterior desde el 74% existente en 2017 al 59% en 2030.
- Las energías renovables en el uso final de energía se amplían desde el actual 17% al 42% en 2030, si bien se mantendría para 2030 la potencia instalada en 2020 en ciclos combinados a gas natural, con alguna reducción de potencia en cogeneración e instalaciones de fuel/gas, estimada en unos 1.700 MW.
- Descenso del consumo de la energía final mediante mejoras de eficiencia energética del 39,6%, si bien para el Sector de Gas Natural el descenso de consumo en energía final estimado entre los años 2020 y 2030 en el objetivo del PNIEC sería del 3,3% (6,3 TWh), por lo que el impacto para el Sector por este lado sería moderado, siendo este aspecto el que afectaría mayormente a las redes de distribución del gas natural. A continuación, se muestran los datos previstos en el PNIEC para el gas natural a este respecto:

Figura 19. Consumo final de gas natural (incluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

CONSUMO FINAL GAS NATURAL, INCLUYENDO USOS NO ENERGÉTICOS						
	ESCENARIO TENDENCIAL				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	18.184	19.985	21.060	2.876	15,8%
GWh	152.779	211.442	232.384	244.884	33.442	
	ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC				COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	16.218	16.701	15.677	-541	-3,3%
GWh	152.779	188.581	194.198	182.291	-6.291	
REDUCCIONES PNIC VS TENDENCIAL						
GWh	0	22.860	38.186	62.593		
%	n.a.	10,8%	16,4%	25,6%		

Fuente: PNIEC 2021-2030/Ministerio para la Transición Ecológica, 2019 y elaboración propia

Todo esto conlleva que, según el Escenario previsto en el PNIEC para la consecución de los objetivos, la demanda total de gas del sistema gasista se reduciría durante el periodo 2021-2030 (que engloba el periodo 2021-2026 de aplicación de esta Circular), lo que conllevaría los correspondientes efectos en los ingresos y en las nuevas inversiones del Sector del Gas Natural, aspectos que han sido tenidos en cuenta en la elaboración de la Circular.

Por otro lado, hay que mencionar que el PNIEC cita, de manera colateral, otros aspectos importantes relativos al sector gasista:

- La influencia del precio del gas natural en el precio de la electricidad.
- El coste del gas para un consumidor doméstico, es el séptimo más caro de la Unión Europea, señalando como causa no solo el precio más elevado de la materia prima sino también los costes de las redes.
- La dependencia de la importación de gas natural de Argelia, que se vería compensada por las importaciones de GNL de variado origen, presentando España un alto nivel de diversificación de proveedores de gas.
- La futura planificación de las infraestructuras de transporte de gas, que según el PNIEC se realizará una vez aprobado el nuevo desarrollo reglamentario del sector.
- La importancia a la optimización del uso de la capacidad de interconexión ya existente en el sistema gasista, avanzando hacia una convergencia de precios, antes de acometer nuevas infraestructuras, contribuyendo a la reducción de la factura del gas de los consumidores.
- El afianzamiento del mercado garantizando la protección de los consumidores gasistas.

- La transición durante el periodo 2021-2030 de la cogeneración hacia la alta eficiencia de un total de 1.200 MW<sup>56</sup> de instalaciones que utilizando gas natural y con una optimización de diseño contribuyan al conjunto de los objetivos del PNIEC.
- A nivel de eficiencia energética de las infraestructuras gasista, el PNIEC indica que asume las conclusiones y propuestas aprobados en informe de la CNMC y que, de manera particular, el mecanismo de reconocimiento de mermas en las redes gasistas y plantas de regasificación tiene como objetivo incentivar la reducción de las mismas por parte de sus titulares.
- Se contempla la actualización del Plan de Acción Preventivo y Plan de Emergencia, en aplicación del Reglamento (UE) 2017/1938, y del Plan de Acción en Caso de Emergencia (PACE), en aplicación del artículo 40 del Real Decreto 1716/2004.
- Se pone en valor el modelo logístico de plantas de regasificación flexibilizando el sistema y permitiendo la compraventa de GNL sin distinción de la planta física y el aprovechamiento de la capacidad de almacenamiento de GNL y de regasificación para el establecimiento de un hub a nivel comunitario.
- Se señala como objetivo el impulso del GNL en el transporte marítimo.

---

<sup>56</sup> Del total de 5.705 MW de potencia de cogeneración instalados a finales de 2017, el documento el PNIEC estima que en 2030 unos 2.400 MW habrán superado su vida útil regulatoria.