



**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR
XX/2019, DE X DE JUNIO, DE LA COMISIÓN
NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA
COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA
METODOLOGIA PARA LA RETRIBUCIÓN DE LOS
COSTES POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE
TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y DE LAS
PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO 2026**

xx de xx de 2019

CIR/DE/006/19

ÍNDICE

1. OBJETO	5
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	5
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA PROPUESTA DE CIRCULAR	6
4. CONTENIDO Y ANÁLISIS JURÍDICO	8
5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS	10
6. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	11
7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	12
7.1. Descripción del Contexto Actual	12
7.2. Análisis de alternativas	28
7.3. Aspectos relevantes y principales novedades de la metodología de retribución	31
7.3.1. <i>Introducción: líneas directrices del modelo</i>	<i>31</i>
7.3.2. <i>Estructura de la Circular</i>	<i>33</i>
7.3.3. <i>Disposiciones Generales</i>	<i>36</i>
7.3.4. <i>Instalaciones incluidas en la metodología retributiva</i>	<i>37</i>
7.3.5. <i>Costes e ingresos considerados en la metodología retributiva ...</i>	<i>38</i>
7.3.6. <i>Admisibilidad de los costes necesarios</i>	<i>39</i>
7.3.7. <i>Productos y servicios conexos</i>	<i>40</i>
7.3.8. <i>Retribución por inversión en instalaciones con retribución individualizada</i>	<i>41</i>
7.3.9. <i>Valor de Inversión Reconocido de una instalación con Retribución Individualizada</i>	<i>43</i>
7.3.10. <i>Retribución por operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones</i>	<i>44</i>
7.3.11. <i>Gastos de explotación activados</i>	<i>47</i>
7.3.12. <i>Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de transporte de gas natural y regasificación de GNL</i>	<i>48</i>
7.3.13. <i>Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de las instalaciones de transporte de gas natural y regasificación de GNL</i>	<i>49</i>
7.3.14. <i>Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M habidas en el periodo 2014-2020</i>	<i>51</i>
7.3.15. <i>Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial</i>	<i>53</i>
7.3.16. <i>Criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento</i>	<i>53</i>

7.3.17. Retribución máxima admisible a utilizar en los procedimientos de concurrencia previsto en el Real Decreto 984/2015.....	53
7.3.18. Planes de Inversión y de cierre de instalaciones.	54
7.3.19. Instalaciones singulares por sus características técnicas especiales	55
7.3.20. Inclusión provisional y definitiva de nuevas instalaciones en el régimen retributivo.....	56
7.3.21. Tratamiento retributivo de la transmisión de titularidad de instalaciones	56
7.3.22. Tratamiento retributivo de instalaciones con cierre	57
7.3.23. Sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida	58
7.3.24. Apartados sobre Requerimientos de información adicional, Incumplimiento de obligaciones derivadas de la Circular, Inspecciones y Confidencialidad.	58
7.3.25. Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación	58
7.3.26. Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021	58
7.3.27. Disposición adicional tercera. Revisión Valor Bruto de Inversión Reconocido para activos que hayan sufrido enajenación de parte de sus instalaciones.....	59
7.3.28. Disposición adicional cuarta. Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada.	59
7.3.29. Disposición adicional quinta. Instalaciones del Gasoducto Al-Andalus y Extremadura.	61
7.3.30. Disposición adicional sexta. Unidades de aplicación.	61
7.3.31. Disposición adicional séptima. Desarrollos de la Circular	62
7.3.32. Disposiciones derogatoria y final.....	62
7.4. Mecanismos de desarrollo de la Circular.....	62
8. ANÁLISIS DE IMPACTO DE LA CIRCULAR.....	64
8.1. Impacto económico	64
8.2. Impacto sobre la competencia	66
8.3. Impacto presupuestario.	66
8.4. Otros impactos	67
8.5. Análisis coste-beneficio.....	68
9. CONCLUSIONES	68
ANEXO	1

A.	Metodologías retributivas en los países de la Unión Europea	2
B.	El gas natural en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030	12
C.	Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020	16

MEMORIA JUSTIFICATIVA DE LA CIRCULAR XX/2019, DE X DE JUNIO, DE LA COMISIÓN NACIONAL DE LOS MERCADOS Y LA COMPETENCIA, POR LA QUE SE ESTABLECE LA METODOLOGÍA PARA LA RETRIBUCIÓN DE LOS COSTES POR EL USO DE LAS INSTALACIONES DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL Y DE LAS PLANTAS DE GAS NATURAL LICUADO

1. OBJETO

Constituye el objeto de la presente Memoria justificar y explicar la metodología que establece la Circular para determinar la retribución anual a los titulares por los costes de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

2. ANTECEDENTES Y 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 a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, 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 las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, 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 las actividades de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado, 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 69 establece que los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades 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/2355/2014¹, de 12 de diciembre, desarrollaron un nuevo modelo retributivo, para las actividades de transporte y regasificación de gas natural, entre otras, siendo de aplicación a partir del día 5 de julio inclusive, día de su publicación 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, se 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 a los titulares de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado que son financiados con cargo a los ingresos por los peajes y cánones establecidos por el uso de las mismas.

Para ello, se desarrolla un modelo de retribución que conserva los principios establecidos en el modelo retributivo vigente, junto con aquellas adaptaciones/modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con 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 entre ambos modelos 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.

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. El

¹ 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

desarrollo de una nueva metodología retributiva es el instrumento más eficaz para modificar/adaptar el modelo retributivo vigente al objeto de reconducir los desequilibrios observados.

La proporcionalidad de la Circular deriva del hecho de contener la regulación imprescindible para determinar la retribución anual de los titulares por los costes de sus instalaciones de transporte y plantas de gas natural licuado. Esto es, establece las fórmulas para determinar la retribución de las instalaciones y empresas; recoge los procedimientos que han de seguir y la información que han de aportar para su inclusión y baja en el sistema retributivo, así como para registrar cambios tras operaciones de compra venta de instalaciones; y define los principios, instalaciones, tipos de costes e ingresos considerados en la metodología.

Adicionalmente queda para desarrollos posteriores la fijación de ciertos parámetros como los valores unitarios de referencia (lo cual tendrá lugar mediante circular, al amparo del artículo 7.1.h de la Ley 3/2013), las fórmulas de determinación del valor de inversión o la retribución por O&M resultantes de aplicar dichos valores unitarios, los procedimientos de acreditación de gastos incurridos, etc.

La Circular se aprueba de acuerdo con el nuevo marco competencial definido en la normativa europea y que fue transpuesto por el Real Decreto-ley 1/2019. Por su parte, la 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 12/2013, preserva los aspectos recogidos en metodologías anteriores, adaptándolas al mercado de gas, siempre siguiendo los conceptos establecidos por esta Comisión en informes de análisis del sector. 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 a través de un trámite de audiencia.

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

Las principales novedades introducidas por la propuesta de Circular son preferentemente técnicas y se detallan en el apartado 7 de esta Memoria.

La Circular opta por una metodología retributiva para el próximo periodo regulatorio que permita, 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 desde el modelo vigente que sea progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.

La metodología sigue los principios generales siguientes:

- 1) Establecer una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo.
- 2) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas.
- 3) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos.
- 4) Determinar un sistema de retribución de los costes de explotación que incentive una gestión eficaz y la mejora de la productividad, que deberán repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.
- 5) Contribuir a la sostenibilidad económica y financiera del sistema de gas natural.
- 6) Considerar 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 Circular convierte la supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones en un elemento/mecanismo fundamental dentro del nuevo marco de reparto de responsabilidades entre la Administración General del Estado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia; e introduce el concepto de 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

La asignación a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, entre otras, de las competencias para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado del sector del gas natural provienen de la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento (CE) nº 715/2009, junto con la clarificación del alcance de las competencias indicado en el Reglamento (UE) 2017/460.

Por último, se toman en consideración las orientaciones de política energética recogidas en el artículo 8 de la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril²:

- a) En relación con la extensión del funcionamiento de instalaciones, la nueva metodología establece una Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones que continúan en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria, siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.
- b) En relación con la no incentivación de nuevas infraestructuras, la nueva metodología retributiva establece como condición necesaria para incluir una instalación en el régimen retributivo la acreditación de la sostenibilidad económica y financiera para las inversiones en instalaciones de transporte primario de influencia local y de plantas de gas natural licuado, además de la acreditación de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental, de las normas de gestión técnica del sistema o cualquier otra de carácter estatal que le fuera de aplicación en el caso de transporte troncal. Se traslada, por tanto, el riesgo de demanda al promotor para nuevas instalaciones de transporte primario de influencia local y nuevas plantas de regasificación, al ligar su retribución a la consecución de las previsiones demanda que presentó para justificar su sostenibilidad económica y financiera.
- c) En relación con la baja del régimen retributivo de las instalaciones no necesarias, el Ministerio, a través de la Planificación, es la autoridad competente para establecer las necesidades y el dimensionamiento óptimo de las instalaciones del sistema gasista que garanticen el suministro y satisfagan la demanda actual o prevista, así como para determinar el cierre de las instalaciones de acuerdo con los procedimientos recogidos en el Real Decreto 1434/2002. En consecuencia, la metodología propuesta establece cómo proceder cuando el Ministerio determina el cierre de una instalación (dar de baja del sistema retributivo) o cuando no acredita la disponibilidad efectiva de la misma para su funcionamiento real (suspensión del pago de la Retribución por Extensión de Vida Útil).
- d) En relación con la prudencia financiera, la metodología propuesta recoge una serie de incentivos que fomentan que los titulares actúen tanto bajo el principio de prudencia financiera como bajo un principio de prudencia operativa, así como con el objetivo de la mejora constante en los costes, al establecer:
 - Una tasa de retribución financiera basada en metodología WACC.

² 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.

- Un incentivo por mejoras de productividad y eficiencia en costes operativos basado en los resultados obtenidos en periodos regulatorios anteriores.
- El incentivo a batir los costes estándar de O&M reconocidos.

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.

La Circular, una vez aprobada, supondrá la aplicación de la metodología de retribución recogida en la misma durante un periodo regulatorio de seis años (desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre de 2026).

5. NORMAS QUE SE VERÁN AFECTADAS

La Circular afectaría a cualquier disposición normativa anterior que se oponga a la misma. En concreto, se trataría de los artículos relativos a la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado 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/3994/2006, 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, la aprobación de la retribución anual de las empresas transportistas; la inclusión provisional/definitiva, o baja, de instalaciones en el régimen retributivo; o la definición de valores unitarios de referencia de inversión y O&M, 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 reiterado Real Decreto-Ley 1/2019, las materias relacionadas con la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado 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 la retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación, 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 las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural	Metodología de retribución de las actividades reguladas de transporte y de regasificación de gas natural para el segundo periodo regulatorio. Contemplará el establecimiento de la base de activos, vida útil, valores unitarios de inversión y operación y mantenimiento. Cumplirá los criterios de eficiencia económica de la inversión y operación del sistema, asegurando la rentabilidad razonable dentro de un marco de sostenibilidad económica del sistema gasista.	30/06/2019	01/11/2019

Por otro lado, en fecha 5 de abril de 2019, el Ministerio para la Transición Ecológica publicó las orientaciones de política energética, de acuerdo con el procedimiento previamente mencionado. Esta Orden, en su artículo 8, sobre la Circular de metodología de retribución del transporte y regasificación de gas natural, dictamina:

“1. La metodología de retribución del transporte y de las plantas de gas natural licuado, debería incentivar la extensión del funcionamiento de aquellas instalaciones que, siendo necesarias para garantizar el suministro, hayan superado su vida útil retributiva, con objeto de contribuir a la 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. La metodología de retribución no debería incentivar la inversión en nuevas infraestructuras, salvo en el caso de activos necesarios para garantizar el suministro del conjunto del sistema o que resulten estratégicos para el cumplimiento de los objetivos de política energética. Con objeto de garantizar la sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, el marco retributivo en el resto de instalaciones debería trasladar el riesgo de demanda al promotor.

3. Se deberían dar de baja en el régimen retributivo aquellas instalaciones que, una vez finalizada su vida útil regulatoria, no resulten necesarias para garantizar el suministro y satisfacer la demanda actual o prevista, al igual que aquellas instalaciones que no tengan perspectivas de generar ingresos adicionales mediante servicios a usuarios de países terceros.

4. La metodología de retribución debería incorporar un principio de prudencia financiera requerida a los titulares de activos de la red de transporte y de las plantas de gas natural licuado.”

En este apartado se recogerá un resumen de las principales aportaciones y alegaciones recibidas en el trámite de consulta pública, así como cualquier otra cuestión relevante que surja en la misma y descripción de más trámites significativos (Tramitación RDL 1/2019, Consejo Consultivo).

7. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

7.1. Descripción del Contexto Actual

Metodología retributiva vigente para las actividades de transporte y regasificación

El modelo retributivo vigente desde el 5 de julio de 2014 para las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo lo establecen la Ley 34/1998³, la Ley 18/2014⁴ y demás disposiciones de desarrollo. Se caracteriza por tener dos componentes:

- **La Retribución por Disponibilidad (RD)** que retribuye los costes de explotación/operación y mantenimiento (O&M)⁵ y los costes de inversión –la amortización y los costes financieros (incluida la rentabilidad prevista)– de las

³ Art. 69.a), Art. 91 y Art. 92.1 de la Ley 34/1998..

⁴ Art. 60, Art. 62, Art. 64 y Anexo XI.

⁵ El concepto de costes de explotación es utilizado por Ley 34/1998, el Real Decreto 949/2001 y la Orden ECO/301/2002, mientras que el concepto de costes de O&M es utilizado por el Real Decreto 326/2008 y la Ley 18/2014. Este último se trata de una simplificación terminológica de la denominación establecida inicialmente en las primeras disposiciones ya que, tal y como recogía el Artículo 5 de la Orden ECO/301/2002, la retribución por coste anuales de explotación [CET] incluía los costes de operación y mantenimiento de las instalaciones, los costes de estructura y otros costes necesarios para desarrollar las actividades de regasificación, almacenamiento o transporte, atendiendo a lo dispuesto en el Artículo 16 del Real Decreto 949/2001 que indicaba que para determinar los costes a retribuir se tomarían en consideración los costes enumerados antes junto a los costes de inversión, y la disponibilidad y utilización de las instalaciones.

empresas que desarrollan estas actividades. La Retribución por Disponibilidad se compone, a su vez, de cuatro conceptos:

i. La retribución por costes de O&M se determina cada año aplicando los valores unitarios (VU) estándar vigentes a las características de las instalaciones de transporte y regasificación incluidas en el régimen retributivo⁶, y a las magnitudes de operación de las plantas de regasificación⁷. Al importe obtenido, se le añaden los costes de O&M directos de instalaciones singulares e instalaciones con suspensión de tramitación, en caso de haberlos, ya que los valores unitarios estándar vigentes son determinados considerando los costes de O&M directos de las instalaciones estándar y los costes de O&M indirectos o de estructura del conjunto de la actividad.

ii. La retribución por amortización de cada año se determina, agregando la retribución resultante de dividir el Valor Inversión Bruto Reconocido de cada uno de los activos incluidos en el régimen retributivo por su vida útil regulatoria. El Valor Inversión Bruto Reconocido de los nuevos activos que se incluyen en el régimen retributivo, se calcula:

- ✓ Para el transporte⁸, es el valor medio entre el valor resultante de aplicar los valores unitarios estandarizados vigentes⁹ y el valor

⁶ Son los que se conocen como VU de O&M fijos. Para transporte, actualmente, hay VU vigentes para la Obra Lineal de los gasoductos, las Estaciones de Regulación y/o Medida (ERM/EMs) y las Estaciones de Compresión (EC). Para atender a las diferentes tipologías, se definen 16 VU y 3 coeficientes correctores (uno para obra lineal de transporte secundario, otro para ERM/EM de transporte secundario y otro para determinar los VU de las EMs a partir de los definidos para las ERMs).

Por su parte, para regasificación, hay VU vigentes para el conjunto de la Planta de Regasificación, los Tanques de GNL, los Vaporizadores de GNL y los Cargaderos de Cisternas de GNL. En total se definen 5 VU porque la fórmula para retribuir a los Tanques de GNL es del tipo “a+b*x”.

⁷ Son los que se conocen con VU de O&M variables y solo están definidos para la actividad de regasificación, habiendo un VU vigente por kWh regasificado, kWh cargado en cisterna de GNL y kWh trasvasado a buque (este último además tiene tasado un importe mínimo para operaciones de puesta en frío).

⁸ Esta fórmula está vigente desde el año 2008 en la actividad de transporte. Entre 2001 y 2007, el Valor Inversión Bruto Reconocido, en términos generales, era el resultante de aplicar los VU vigentes el año de puesta en servicio, descontando las subvenciones percibidas, los importes financiados por terceros o medidas de efecto equivalente percibidas. Para las instalaciones puestas en servicio antes de 2001, el Valor Inversión Bruto Reconocido se estableció “ad hoc” a cada instalación, en función de los importes activados en los EEFF de las empresas.

⁹ Son los que se conocen como VU de Inversión. Para transporte, actualmente, hay VU vigentes para la Obra Lineal y Posiciones de los gasoductos, las Estaciones de Regulación y/o Medida (ERM/EMs), las Estaciones de Compresión (EC) y los Centros de Mantenimiento (CMOC). Para atender a las diferentes tipologías, se definen 36 VU y 8 coeficientes correctores (uno para instalaciones de construcción posterior, uno para obra lineal y posiciones de transporte secundario, otro para ERM/EM de transporte secundario, dos para determinar los VU de las posiciones de derivación y trampas de rascadores a partir de los definidos para las posiciones de seccionamiento, y tres para determinar los VU de las EMs, EM con ultrasonido y líneas adicionales de medición a partir de los definidos para las ERMs).

auditado de inversión presentado por la empresa admitido, al que se le descuentan las subvenciones percibidas, los importes financiados por terceros o medidas de efecto equivalente percibidas.

En el caso de existir instalaciones singulares, con el modelo actual estas se valoraban de acuerdo con el valor auditado de inversión presentado por la empresa y admitido por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

- ✓ Para la regasificación¹⁰, se aplicaba la misma fórmula que para el transporte pero con la condición adicional de que el valor medio no puede superar el valor resultante de aplicar los valores unitarios estandarizados vigentes en el año de puesta en servicio.

En el caso de existir instalaciones singulares, estas se valoraban de acuerdo con el valor auditado de inversión presentado por la empresa y admitido por el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO)

iii. La retribución por costes financieros de cada año se determina agregando la retribución financiera resultante de aplicar la tasa de retribución financiera vigente¹¹ al Valor Inversión Neto reconocido a 31 de diciembre del año anterior, de cada uno de los activos incluidos en el régimen retributivo.

iv. La retribución por extensión de vida útil consiste en una retribución adicional, o incentivo, para aquellas instalaciones incluidas en el régimen retributivo que continúan en operación tras finalizar su vida útil regulatoria y que, por consiguiente, dejan de percibir las retribuciones por amortización y costes financieros.

Actualmente, se determina solo para aquellas que tienen definido un VU de O&M, y se obtiene aplicando un coeficiente a la retribución que le

Por su parte, para regasificación, hay VU vigentes para los Tanques de GNL, los Vaporizadores de GNL de agua de mar y de combustión sumergida, los Sistemas de bombas secundarias, el Sistema de antorcha, el Relicador de boil-off, los Compresores de boil-off de procesado interno, y los Cargaderos de cisternas de GNL. En total se definen 8 VU. A los que hay que añadir los VU definidos en transporte para ERM/EM y EC que se utilizan para determinar el valor de inversión de los Sistemas de medida y odorización y los Sistemas de compresión de boil-off para emisión directa a la red de la Planta.

Además, existen 3 VU para determinar el valor máximo de inversión admisible para aquellas otras actuaciones/inversiones que se realizan en las plantas de regasificación al construir una nueva o una ampliación y que no están estandarizadas (obra civil general, cimentaciones, piping, servicios auxiliares, etc.)

¹⁰ Esta fórmula está vigente desde el año 2007 en la actividad de regasificación, con anterioridad se aplicaron los mismos criterios que en transporte explicados en los pies de página anteriores.

¹¹ Actualmente la tasa de retribución financiera (Tr) se calcula, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 65.2 del Real Decreto-ley 8/2014, a partir de las obligaciones del Estado a 10 años más un diferencial de 50 puntos básicos, tomando un valor de 5,09% para el primer periodo regulatorio.

corresponde por OPEX cuya cuantía varía entre 0,15 y 1 en función del número de años en que la instalación supera la vida útil regulatoria.

- **La Retribución por Continuidad de Suministro (RCS)** es una retribución adicional a cada actividad que se reparte entre cada elemento incluido en el régimen retributivo, en función del porcentaje que representa el coste de reposición de dicho elemento sobre el coste total de reposición de la actividad. La RCS que perciben las empresas se obtiene agregando los importes asignados a sus activos.

El importe a repartir cada año por actividad, se obtiene actualizando el valor del año anterior mediante la aplicación de un factor de 0,97 y la variación habida de un año respecto a otro, en tanto por uno, del consumo nacional de gas natural para transporte y del gas regasificado para regasificación. Los importes iniciales por RCS fueron definidos por la Ley 18/2014 para el año 2014¹².

Resultados y consecuencias observados de la aplicación de la metodología retributiva vigente

Con el objeto de establecer un marco de referencia, se valoran los resultados del modelo retributivo aplicado a las actividades de transporte y regasificación 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, establecería 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 estos se les debe añadir los principios de sostenibilidad económica y financiera, y de realización de las actividades al menor coste para el sistema

¹² Para transporte, 233.164.337 € y para regasificación, 48.211.976 €.

gasista, establecidos por la Ley 18/2014, en particular los apartados 1¹³, 2¹⁴, 3¹⁵ del artículo 59 (sostenibilidad económico-financiera del sistema, ingresos destinados a retribuciones y sobrecostes no contemplados) y el apartado primero¹⁶ (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.

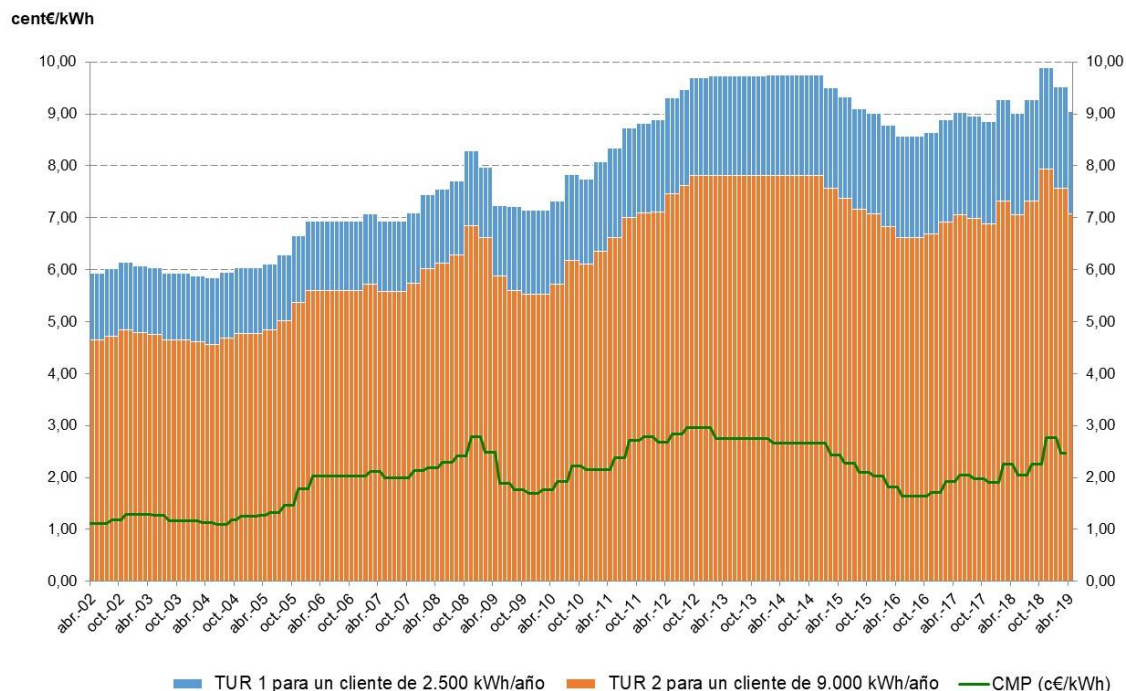
¹³ “Las actuaciones de las Administraciones Públicas y los sujetos que realizan actividades reguladas en el sector del gas natural estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente.”

¹⁴ “Los ingresos del sistema gasista serán destinados exclusivamente a sostener las retribuciones propias de las actividades reguladas destinadas al suministro de gas”.

¹⁵ “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 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”.

¹⁶ “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.

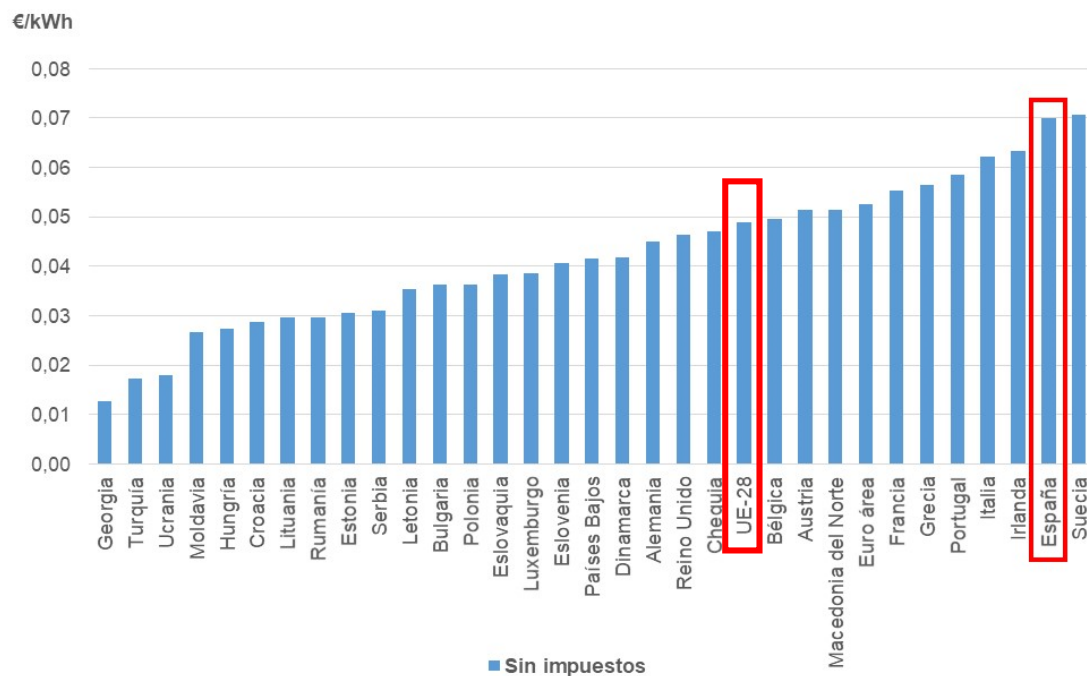


Para comparar los precios finales del gas natural de los consumidores españoles con los consumidores europeos se usan las estadísticas proporcionadas por Eurostat sobre los precios¹⁷ del gas natural para los consumidores finales –domésticos e industriales–, facturados y pagados por dichos consumidores.

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 más caro – antes de impuestos –de toda Europa, en el segundo semestre de 2018.

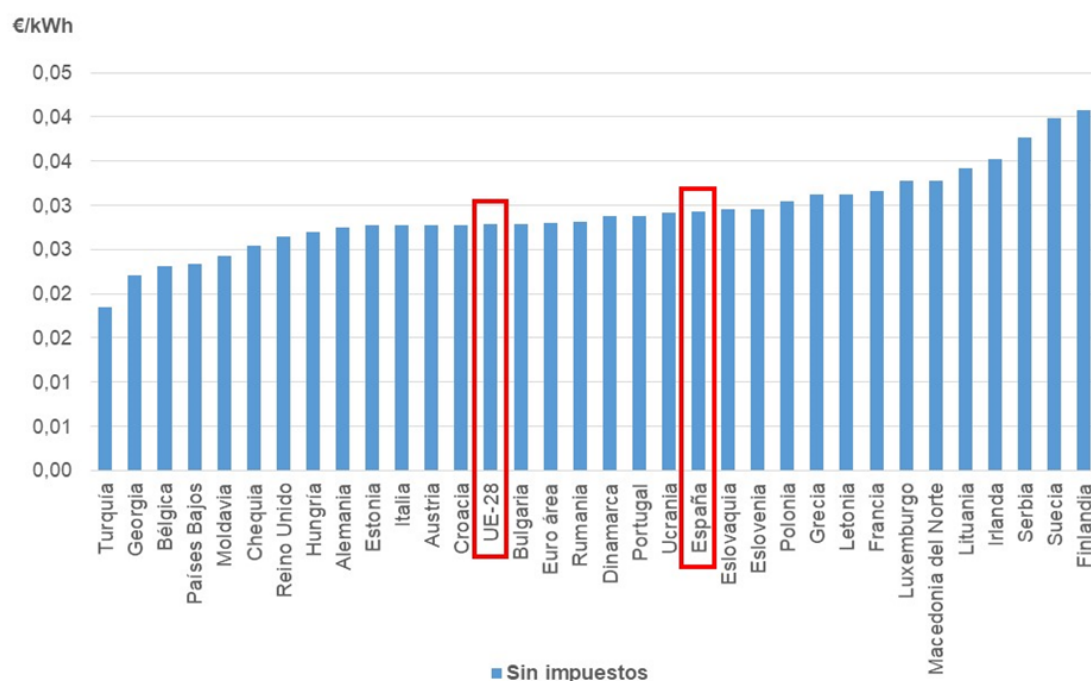
¹⁷ Precio del gas que incluye el coste de los peajes, la materia prima y la comercialización de la misma. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Natural_gas_price_statistics/es

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



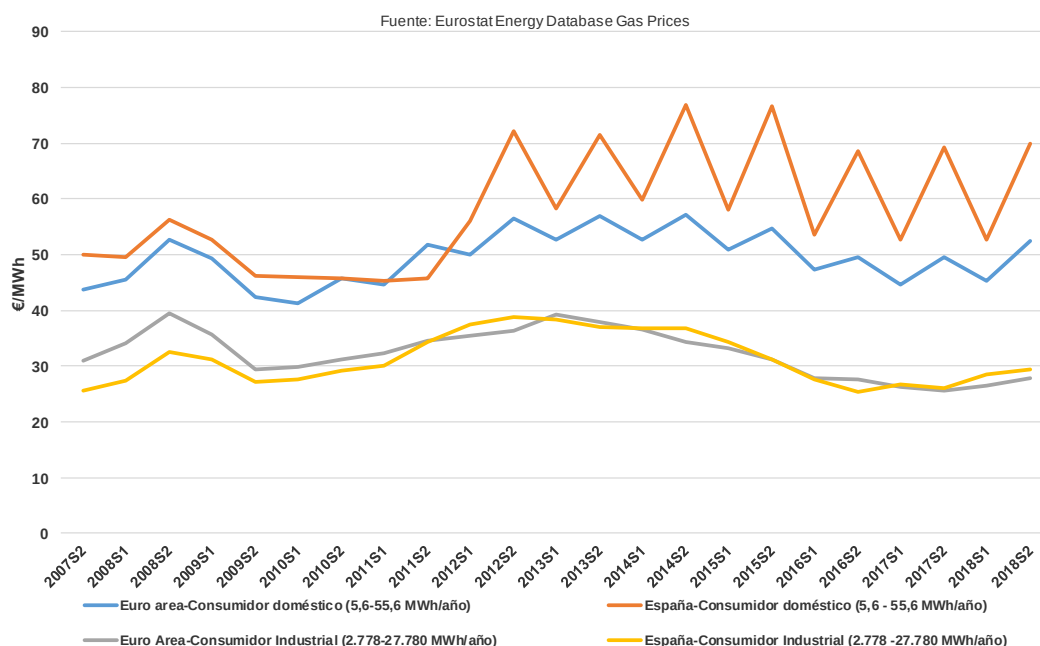
En el caso de los consumidores industriales, y tomando como referencia el escalón de consumo de 2.778-27.780 MWh/año, correspondiente a un consumidor pequeño-mediano (2.2 o 2.3) el precio final antes de impuestos en el segundo semestre de 2018 se muestra ligeramente superior a la media europea.

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 utiliza el **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** donde se comparan los precios finales del gas natural en España y en los países pertenecientes a la zona euro¹⁸, para el periodo 2007-2018, y para los dos tipos de consumidores considerados.

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 (pequeño-mediano) en España paga un precio similar al consumidor industrial de la zona euro.

Tabla 1. 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) %
Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)				
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%	
Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)				
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

¹⁸ Zona euro (EA11-2000, EA12-2006, EA13-2007, EA15-2008, EA16-2010, EA17-2013, EA18-2014, EA19).

En el análisis de la Tabla 1 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 un incremento 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) 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, para los dos tipos de consumidores, 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).

Tabla 2. 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) %
Consumidor doméstico (5,6 - 55,6 MWh/año)				
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%
Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc) (a-b)	37,1	29,2	42,1	44,1%
Consumidor Industrial (2.778-27.780 MWh/año)				
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%
Precio otras partidas (peajes, comercialización, etc) (a-b)	10,4	10,0	10,5	5,3%

Fuente CNMC- Eurostat

En el periodo 2012-2018 frente al periodo 2007-201, 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.

• 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 Tabla 3 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.

Tabla 3. Evolución del peaje de transporte y distribución vs. otros índices de precios de carácter general en España periodo 2007-2018.

	Subida de peaje 2007-2018 (%)		Subida de peaje 2007-2011 (%)		Subida de peaje 2011-2018 (%)		Incr. anual acumulado
PEAJE T&D GAS	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	Término Fijo	Término Variable	2007-2018 (en %)
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 %)
IPRI _{BIENES DE EQUIPO}	9,80%		5,64%		3,94%		0,85%
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 infraestructuras¹⁹ e inversiones cada vez menos eficientes en términos de su viabilidad económica²⁰, 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 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 2018²¹.

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, 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 87.699²² 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, un periodo de importantes inversiones en infraestructuras gasistas no se ha visto acompañada de mayor recaudación por incremento de demanda, y 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 ingresos²³.

¹⁹ 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 dirigidas a moderar cuanto antes la senda creciente de los costes de acceso. No obstante, dichas medidas no fueron suficientes por sí mismas para alcanzar el equilibrio entre los costes y los ingresos.

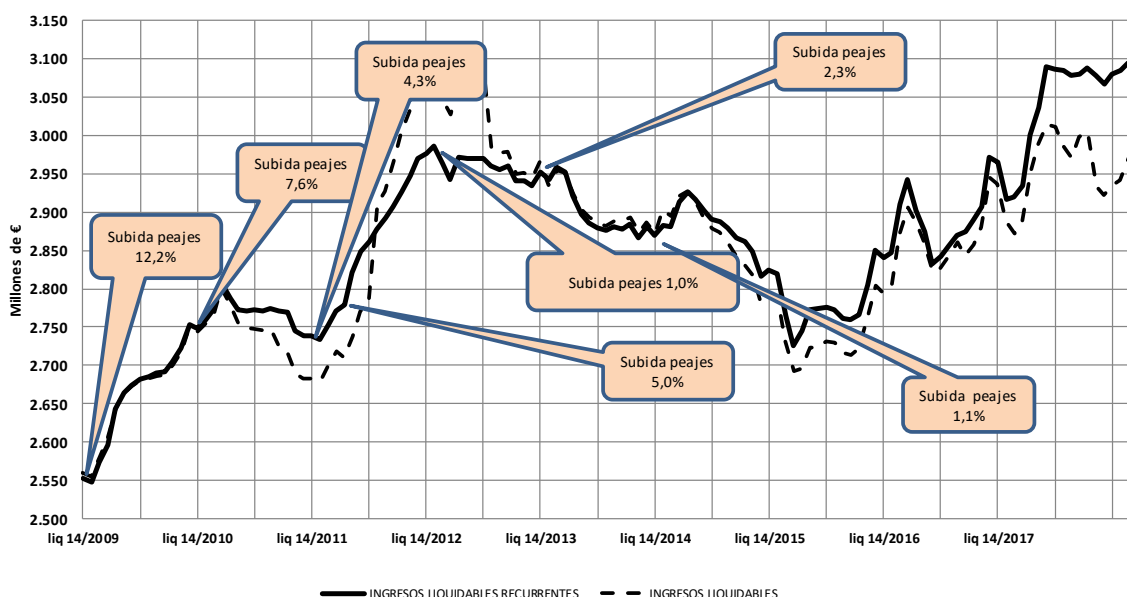
²⁰ Efecto Averch–Johnson de sobreinversión.

²¹ A 31 de diciembre de 2018, 287 TWh/año.

²² Datos del Portal de Estadísticas de SEDIGAS (<http://www.estadisticasdelgas.es/index>)

²³ 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, a pesar de las medidas tomadas en el Real Decreto-ley 13/2012 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 Tabla 4 adjunta, se recoge el déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014, así como los sucesivos desajustes anuales posteriores a la entrada en vigor de la Ley 18/2014, determinados por las correspondientes liquidaciones anuales.

Tabla 4. 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 ⁽¹⁾	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 ⁽²⁾	0,923%	5	Liquidación definitiva 2017
2018	29,9	n.a.		Liquidación Provisional nº14 de 2018
TOTAL 1.137,2				

(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 el siguiente Tabla 5:

Tabla 5. Deuda acumulada asociada a los déficits generados.

En millones de €	2015	2016	2017	2018 ⁽¹⁾
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
Total Pendiente	1.115,52	1.134,78	1.139,89	1.061,80

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

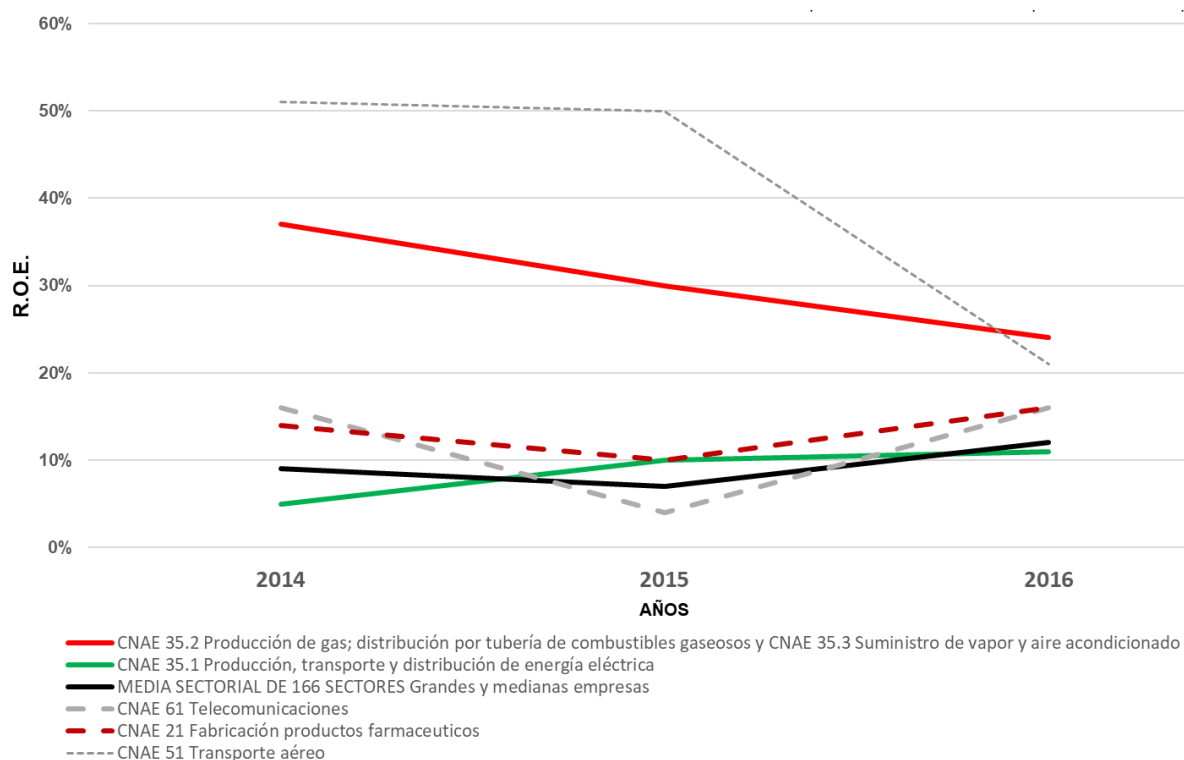
Para contextualizar al sector gas natural dentro de la economía nacional y compararlo con otros sectores económicos del país, se considera que un vector de análisis sería utilizar la información financiera disponible en el Registro Mercantil de las empresas españolas (en torno al millón de empresas) segmentadas utilizando la Clasificación Nacional de Actividades Económicas (CNAE) y observar la evolución del parámetro de rentabilidad financiera “ROE” (*Return on equity*)²⁴, dado que se considera el parámetro que mejor describe los resultados que obtiene cada sector pues permite mostrar la rentabilidad de los recursos financieros invertidos por sus accionistas.

²⁴ 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.

Bajo esta óptica, la Associació Catalana de Comptabilitat i Direcció (ACCID) ha publicado los “*Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016*”²⁵ 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 mismo segmento de empresas en la media sectorial de los 166 sectores analizados, tal y como puede observarse en el gráfico adjunto.

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



Fuente: Estudios Ratios Sectoriales 2015 y 2016 de ACCID

²⁵ 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/>

De hecho, se observa que la rentabilidad obtenida por el “sector gasista” en dicho periodo (con valores superiores al 20%) es muy superior al ROE que se obtienen 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 tabla.

Tabla 6. 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
MEDIA SECTORIAL DE 166 SECTORES	11.355	796.237	985.654

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, el sistema retributivo aplicado al Sector del gas natural tiene un impacto directo en los resultados de las empresas que desarrollan sobre todo actividades reguladas.

Si tomamos como referente la empresa ENAGÁS, S.A., antes de la escisión de las actividades reguladas, y ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., una vez realizada dicha escisión, dado que la mayor parte de la actividad empresarial desarrollada por dichas empresas se basa en actividades con régimen económico regulado²⁶, y analizamos la información financiera contenida en los estados financieros declarados por la empresa al Registro Mercantil. Al observar la evolución del parámetro de rentabilidad financiera “ROE” (*Return on equity*), que se considera 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, se pone de manifiesto (ver Tabla 7) tanto la elevada rentabilidad

²⁶ El porcentaje de dichas actividades en cualquier caso es superior al 80% de la actividad empresarial en el periodo analizado.

alcanzada sobre el patrimonio neto de la empresa²⁷, como su evolución creciente, cuando comparamos el promedio 2004-2007, con el promedio, más reciente, 2012-2017. Dichos datos son comparables en la medida que las actividades principales de ENAGÁS, S.A., en el periodo 2004 a 2007, son sustancialmente las mismas que las que desarrolla ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., en el periodo 2012-2017.

Tabla 7. Evolución del ROE (*Return on equity*) de ENAGAS, S.A en el periodo 2004-2007 vs el ROE de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. en el periodo 2012-2017

Rentabilidad financiera	ENAGAS, S.A.					ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U.						
	2004	2005	2006	2007	Promedio 2004-07	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Promedio 2012-17
ROE (d.d.i)	10,3%	11,8%	12,6%	13,0%	11,9%	25,5%	26,2%	19,4%	18,1%	18,9%	18,5%	21,1%

Fuente: ROE calculado con los datos del Registro Mercantil

El impacto del sistema retributivo en los resultados de la actividad de transporte de gas se recogen en el Informe aprobado²⁸ por esta Comisión el 20 de septiembre de 2018. A pesar de la revisión a la baja de la retribución del transporte que tuvo lugar en 2014, las ratios para el conjunto de la actividad y en particular para ENAGAS TRANSPORTE (ENG-T) (representa el 83% de la retribución de la actividad) son holgados para una actividad que, está considerada como de bajo riesgo.

Tabla 8. Evolución del ROI y ROE (d.d.i.) de la actividad de Transporte del sector gasista en periodo 2013-2016

	ROE				ROI			
	2013	2014	2015	2016	2013	2014	2015	2016
ENAGAS TRANSPORTE	30,38%	22,52%	20,61%	19,54%	11,50%	10,85%	12,29%	10,46%
ENAGAS TRANSPORTE NORTE	7,65%	7,78%	7,09%	5,29%	5,09%	6,37%	6,61%	5,10%
GAS EXTREMADURA TRANSPORTE	35,73%	26,99%	17,92%	19,55%	15,62%	13,36%	13,31%	13,82%
GAS NATURAL TRANSPORTE	12,92%	11,71%	3,22%	3,16%	12,22%	10,80%	3,95%	4,89%
REDEXIS INFRAESTRUCTURAS	22,88%	16,72%	4,25%	1,68%	6,73%	4,66%	4,90%	1,98%
TOTAL EMPRESAS	26,43%	20,19%	16,21%	14,82%	10,91%	9,84%	11,05%	9,34%

²⁷ En 2011, ENAGÁS, S.A, inició su actividad internacional. Desde ese año participa en el accionariado de la planta de regasificación TLA Altamira, en México, y en el desarrollo de gasoductos en ese país. En 2012 adquirió una participación en la terminal GNL Quintero, en Chile.

Ese mismo año, ENAGÁS, S.A, culminó un proceso de segregación societaria de sus actividades como Transportista Único de la red troncal primaria de gas natural y Gestor Técnico del Sistema Gasista en España. Desde entonces, el Grupo Enagás queda constituido por Enagás Transporte S.A.U., Enagás GTS S.A.U., Enagás Internacional S.L.U. y Enagás Financiaciones S.A.U., como principales filiales.

La resolución de 26 de marzo de 2013, de la DGPEM, autoriza el cambio de titularidad en las autorizaciones y concesiones otorgadas a Enagás, SA, a favor de Enagás Transporte SAU.

²⁸ Informe de análisis económico- financiero de las principales empresas de transporte del sector gasista (2013-2016) - INF/DE/118/18

Estos resultados deben alertar sobre la posibilidad de que no se esté cumpliendo el principio retributivo de permitir una rentabilidad “razonable”. Este aspecto cobra máxima importancia a la vista del impacto del sistema retributivo en peajes y competitividad del gas.

La realidad es que el actual sistema retributivo establece una tasa de retribución financiera del 5,09%²⁹ sobre el valor neto de las inversiones, tasa que no se refleja en el ROE, cuyo valor está sistemáticamente por encima del 14% (d.d.i.), y ello es debido a que existen en la retribución del transporte y la regasificación otros conceptos retributivos, tales como Retribución por Continuidad de Suministro (RCS).

Apuntes sobre las metodologías de otros países de la Unión Europea

Como parte de este proceso, se realizó un análisis sobre las metodologías retributivas para el transporte 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 transportistas. Este estudio se recoge en el Anexo A.

7.2. 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 los 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 ECA³⁰ sobre “*Metodologías y parámetros utilizados para determinar los ingresos permitidos de los transportistas gasistas*”, 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 Caja³¹.
2. Metodología basada en Estados Financieros³².

²⁹ Valor razonable ya de por sí en las actuales condiciones de los mercados financieros

³⁰ Economic Consulting Associates (ECA).

³¹ *Cash-based methodology.*

³² *Accounting methodology.*

3. Metodología basada en Bloques³³.

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.

Esta metodología 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.

Este tipo de metodología 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.

³³ *Building block methodology.*

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 incentivos³⁴; 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.

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 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-inversiones³⁵; 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,

³⁴ *Revenue-cap y Price-cap*

³⁵ Efecto Averch–Johnson

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 tanto, es necesario reevaluar el sistema retributivo de las actividades de regasificación y transporte, para establecer cambios 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.

Dentro de este marco de ideas, es necesario que el nuevo modelo retributivo se adaptase mejor al funcionamiento de las empresas (discrepancias entre el modelo actual en relación con costes de estructura, COPEX³⁶, etc., de las empresas), y que tenga en cuenta la competitividad del gas natural a nivel exterior (sus precios deben ser competitivos con los europeos para no ser un lastre para la economía productiva) e interior (respecto a otras energías), así como la previsible evolución futura del sector (menos intensivo en inversiones).

Asimismo, la metodología retributiva a desarrollar, ha de recoger criterios, principios, aspectos y prácticas que sean equiparables a los que han desarrollado otros reguladores europeos para retribuir a las empresas transportistas de gas natural. En consecuencia, se opta por utilizar la metodología de bloques.

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

Se opta para el próximo periodo regulatorio, tal y como se ha indicado anteriormente, por el desarrollo de un modelo de retribución que aplique los principios establecidos para el modelo retributivo vigente, junto con aquellas adaptaciones/modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en dicha regulación; todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada y transparente.

El modelo retributivo propuesto recoge medidas que, con diferente nivel de calado, se corresponden con recomendaciones de mejoras realizadas por esta Comisión en diversos informes sobre los diferentes modelos retributivos establecidos por la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014.

³⁶ Se debe de entender por COPEX aquellos costes de O&M de instalaciones en servicio que han sido activados por las empresas.

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) Establecimiento de la rentabilidad de los recursos financieros invertidos (actual tasa de retribución financiera) mediante la metodología WACC³⁷, aplicable a todo el periodo regulatorio, según se establece en la Circular correspondiente de esta Comisión.
- 2) Determinación de la retribución por costes de O&M con valores unitarios de referencia para todo el periodo, salvo la retribución de aquellos costes variables que, siendo asignables y trazables, tienen una gestión limitada por el transportista, y se realizan a valor auditado. Un ejemplo es el gas de operación; el odorante; las tasas de ocupación de dominio público; el suministro eléctrico de las plantas de regasificación y estaciones de compresión con motores eléctricos; o gastos de explotación, operación y mantenimiento activados en el inmovilizado.
- 3) Implementación de forma explícita, para el próximo periodo regulatorio, de una Retribución anual por Mejoras de Productividad en los costes de O&M en la actividad regulada (RMP) habidas durante el periodo regulatorio anterior.
- 4) Eliminación progresiva y total en el periodo regulatorio 2021-2026, de la retribución por continuidad de suministro (RCS), actualmente vigente para el transporte y la regasificación de gas natural, por ser un concepto retributivo sin contraprestación evidente para los consumidores y, dadas las cantidades establecidas, contrario al principio de rentabilidad razonable.
- 5) Aplicación a las instalaciones de regasificación del método actual de determinación del Valor de Inversión Reconocido para instalaciones de transporte³⁸.
- 6) Determinación del valor de inversión a valores unitarios, que se utiliza para el cálculo del Valor de Inversión Reconocido, con los valores unitarios vigentes a la fecha de obtención de la autorización administrativa previa de la instalación, en vez de utilizar los valores vigentes al obtener el acta de puesta en servicio (práctica actual).
- 7) Obtención de la retribución por inversión a partir del gas realmente procesado/vehiculado para las nuevas instalaciones no troncales (gasoductos de atención zonal y nuevas plantas de gas natural licuado). De esta forma, la gestión del riesgo asociado a la concepción,

³⁷ Siglas de: "Weighted Average Cost of Capital" (terminología anglosajona), que equivale al Coste Medio de Ponderado de Capital (CMPC).

³⁸ Promedio entre el valor de inversión auditado y el valor de inversión a valores unitarios

justificación, desarrollo y utilización de la instalación corresponda al titular de las mismas y no al resto del sistema gasista.

- 8) Establecimiento de un procedimiento para determinar el Valor de Inversión Neto real de las instalaciones con retribución individualizada al inicio del periodo regulatorio, 1 de enero de 2021, para poder calcular la retribución financiera que les corresponde.
- 9) Periodos regulatorios de 6 años, con inicio del primer periodo regulatorio en el que será aplicable la metodología de esta Comisión el 1 de enero de 2021 y fin el 31 de diciembre de 2026.
- 10) 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, 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.
- 11) Supervisión de los planes de inversión y de cierres de instalaciones de las empresas como un elemento/mecanismo fundamental dentro del nuevo reparto de responsabilidades entre la Administración General del Estado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.
- 12) Introducción del concepto de actividad conexa, entendida como aquella actividad distinta 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.
- 13) Definición de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada, caracterización de los tipos de instalaciones que la componen, y su vinculación con el Código Único de Activo Regulado (CUAR) implementado por la Circular 1/2015³⁹ de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7.3.2. Estructura de la Circular

La Circular propuesta consta de una exposición de motivos, 30 artículos, 8 disposiciones adicionales, una disposición derogatoria 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.

³⁹ Circular de 22 de julio de desarrollo de la información regulatoria de costes relativa a las actividades reguladas de transporte, regasificación, almacenamiento y gestión técnica del sistema de gas natural, así como transporte y operación del sistema de electricidad. https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2015-8625.

- Los artículos 5, 6, y 7 establecen las instalaciones, los costes e ingresos considerados en la metodología retributiva, así como los criterios de admisibilidad de los costes necesarios.
- El artículo 8 establece qué se consideran productos y servicios conexos, los procedimientos de información a la CNMC de los mismos, 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 9 establece las partidas que determinan la retribución anual de un titular por las instalaciones de transporte de gas natural y/o plantas de gas natural licuado con retribución individualizada.
- Los artículos 10 y 11 desarrollan, respectivamente, cómo obtener la retribución devengada para el año de gas de una empresa por su inversión en instalaciones, y el valor de inversión reconocido de una instalación con retribución individualizada.
- El artículo 12 desarrolla cómo obtener la retribución devengada para el año de gas de una empresa por la operación y mantenimiento de sus instalaciones.
- El artículo 13 determina qué se consideran gastos de explotación activados a efectos de determinar la retribución por costes de operación y mantenimiento.
- Los artículos 14, 15, 16 y 17 desarrollan los Ajustes a la Retribución en el año de gas de una empresa por productividad y eficiencia: la Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones, la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de Operación y Mantenimiento.
- El artículo 18 desarrolla cómo obtener la retribución en el año de gas de una empresa por instalaciones en Situación Administrativa Especial
- Los artículos 19 y 20 establecen, respectivamente, los criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento; y la regulación del procedimiento de la CNMC para determinar la retribución máxima admisible por MWh vehiculado a utilizar en los procedimientos de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de transporte primario de influencia local.
- El artículo 21 regula la supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones.
- El artículo 22 establece qué se entiende por instalaciones singulares con características técnicas especiales, y el procedimiento a seguir para

obtener tal catalogación por CNMC para su inclusión en el régimen retributivo.

- Los artículos 23, 24, 25 y 26 regulan los procedimientos de inclusión provisional y definitiva de nuevas instalaciones en el régimen retributivo, así como los de tratamiento retributivo de las transmisiones de titularidad o el cierre de instalaciones incluidas en el régimen retributivo.
- El artículo 27 regula aspectos generales sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida.
- Los artículos 28, 29 y 30 regulan aspectos generales sobre los requerimientos de información adicional, las inspecciones y la confidencialidad.
- La disposición adicional primera establece que el periodo regulatorio de aplicación de la Circular comenzará a partir del 1 de enero de 2021
- La disposición adicional segunda se refiere a la duración del año de gas 2021 a efectos de determinar la retribución de las instalaciones de una empresa.
- La disposición adicional tercera, establece el procedimiento para la Revisión del Valor Bruto de Inversión Reconocido de aquellas instalaciones que hayan sufrido enajenación de parte de las mismas.
- La disposición adicional cuarta desarrolla como determinar el Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada.
- La disposición adicional quinta desarrolla cómo han de tratarse retributivamente las instalaciones de los gasoductos Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor a partir del 1 de enero de 2021.
- La disposición adicional sexta establece, a efectos de aplicación de la metodología desarrollada en la Circular, las unidades y decimales a considerar para importes, cantidades de gas, precios, porcentajes y tantos por uno.
- La disposición adicional séptima establece los desarrollos de la Circular previstos realizar por esta Comisión.
- La disposición adicional octava establece los coeficientes a aplicar a la metodología retributiva en el periodo 2021-2026
- La disposición derogatoria se refiere a las disposiciones administrativas que se opongan a lo dispuesto en la Circular.

- 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 titulares por los costes de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado 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 5 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 en la Ley 18/2014.

Durante el periodo regulatorio no se aplicarán fórmulas de actualización automática a valores de inversión, retribuciones, o cualquier parámetro utilizado en la metodología. 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.

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 completos⁴⁰, 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 las instalaciones 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.

⁴⁰ 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.

7.3.4. *Instalaciones incluidas en la metodología retributiva*

La Circular define normativamente las instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado que están incluidas en la metodología retributiva definida en la misma: las instalaciones que son necesarias para la correcta realización de las actividades de transporte de gas natural y de regasificación, diferenciando entre:

- 1) Las instalaciones con retribución por inversión individualizada: obra lineal y posiciones de gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida de transporte primario, o de transporte secundario si su proyecto de ejecución fue aprobado antes del 5 de julio de 2014, así como los centros de mantenimiento y las instalaciones de las plantas de gas natural licuado, junto con todos los equipamientos y servicios auxiliares necesarios para su funcionamiento en el momento de su puesta en servicio.

Dentro de este grupo, se diferencia entre aquellas que obtuvieron la autorización de explotación antes del 13 de enero de 2019, y las que la obtuvieron desde dicho día, que obtendrán la inclusión definitiva en el régimen con retribución por inversión individualizada de acuerdo con lo dispuesto en la Circular.

Es condición necesaria en ambos casos que sus costes de inversión hayan sido incorporados en el inmovilizado material de las empresas.

- 2) Las instalaciones sin retribución por inversión individualizada porque sus costes están considerados en la retribución por O&M o son utilizados para determinar los valores unitarios de referencia de inversión, por lo que son retribuidas a través de los importes reconocidos a las instalaciones con Retribución por Inversión Individualizada.

Dentro de estos estarían, por ejemplo, los equipamientos y servicios auxiliares que son destinados a la actualización de equipos, la mejora de la disponibilidad, la operación, el mantenimiento y/o la seguridad de las instalaciones con retribución individualizada con posterioridad su puesta en servicio, así como el resto de edificios o inmuebles, vehículos, equipos informáticos, equipamientos y servicios auxiliares, incluidos los de atención de urgencias, necesarios para el ejercicio de las funciones del titular

Por otro lado, en aras de la transparencia y de la seguridad jurídica, se especifican las instalaciones que en ningún caso formarán parte de la retribución reconocida.

Finalmente, la Circular determina que todas las instalaciones anteriores formarán parte del Censo de Instalaciones, e indica a cuáles de ellas se les asignará un código identificativo, precisando entre las que se agrupan por proyecto/actuación y aquellas instalaciones que deben tener asignado un Código Único de Activo

Regulado (Código CUAR) según las instrucciones recogidas en la Circular 1/2015, de 22 julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7.3.5. Costes e ingresos considerados en la metodología retributiva

La Circular define normativamente los costes e ingresos a considerar en la metodología retributiva: todos los costes directos e indirectos necesarios para la construcción y el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones con derecho a retribución recogidas en el artículo anterior, y aquellos ingresos que puedan disminuir los costes anteriores

Para tenerlos en consideración, los costes e ingresos estarán recogidos en el libro de Inventarios y Cuentas anuales de cada empresa, previsto en el artículo 28 del Código de Comercio, en particular, en el balance de sumas y saldos, y en las cuentas anuales auditadas depositadas en el Registro Mercantil. Dichos costes e ingresos deberán haberse declarado en el Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, y la empresa deberá haber informado de ellos según indica la Circular 5/2009, de 16 de julio, de la Comisión Nacional de Energía.

El valor de las inversiones a considerar por la metodología ha de ser a valor histórico regulatorio, entendiendo que dicho valor es el valor activado por primera vez en el momento de la puesta en servicio de la instalación. Este valor no tiene por qué coincidir con el valor que adquiriera en una compra-venta o traspaso posterior, ni tampoco con el valor actualizado realizado en aplicación de las actualizaciones del balance que legalmente está previsto.

Por otro lado, en aras de la transparencia y de la seguridad jurídica, se especifica, que en ningún caso formarán parte de la retribución reconocida, entre otros, las amortizaciones, los márgenes intragrupo, los costes empleados en la realización de productos y servicios conexos, el inmovilizado intangible a excepción de las cantidades que correspondan a las aplicaciones informáticas, los impuestos en los que la normativa fiscal vigente prevea su exención o devolución, aquellas estimaciones/valoraciones de costes que den lugar al registro de una provisión de acuerdo con el Plan General Contable, los costes en investigación y desarrollo (I+D) o aquellos costes asociados al cierre, desmantelamiento/retiro de la instalación y la rehabilitación del lugar donde se ubica.

Tampoco formarán parte de la retribución reconocida los costes asociados a instalaciones sin derecho a retribución reconocida, ni el sobrecoste causado a empresas que desarrollan actividades con régimen económico regulado por aplicación, en alguna de sus áreas, de normativas específicas que difieran de la normativa estatal y que supongan unos mayores costes en la actividad que desempeñen.

Además, el artículo establece que los titulares de instalaciones deberán llevar una contabilidad individualizada de los costes de inversión para todas aquellas instalaciones que sean objeto de reconocimiento de retribución individualizada,

y contabilizar de forma separada el ingreso o gasto anual correspondiente al incentivo por la liquidación de las mermas de gas.

7.3.6. *Admisibilidad de los costes necesarios*

De cara a determinar la admisibilidad de los costes directos e indirectos necesarios para la construcción, el adecuado mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado y la realización de las funciones correspondientes, se contemplarán los siguientes factores:

- a) Que sea necesario. Solo tendrán la calificación de costes necesarios aquellos relacionados, directa o indirectamente, con la actividad. La necesidad razonable de un coste depende de varias consideraciones y circunstancias, entre otras, se encontrarían:
 - i. El tipo de coste generalmente reconocido como ordinario y necesario para la actividad.
 - ii. Las prácticas de negocio generalmente aceptadas.
 - iii. La existencia de desviaciones significativas respecto de las prácticas habituales de la empresa o de las prácticas de empresas similares.
 - iv. El uso eficiente de los recursos.
 - v. Que no se hayan imputado adicionalmente a otra actividad.
- b) Que sea asignable. Un coste es asignable a una actividad siempre que pueda ser establecida una relación causal entre el coste y el bien o servicio que constituye el objeto de la actividad. Es decir, un coste será asignable a una actividad regulada cuando se dé alguno de los siguientes requisitos:
 - i. Se haya sido incurrido en el mismo específicamente para esa actividad.
 - ii. Aporte valor a la actividad.
 - iii. Sea necesario para las operaciones generales del negocio que resulten necesarias para el desarrollo de la actividad.
- c) Que sea cierto y estuviera registrado en la contabilidad financiera al objeto de garantizar la trazabilidad de los costes con los estados financieros auditados de la empresa, y en concreto, con el balance de sumas y saldos.
- d) Que haya concordancia con las disposiciones aplicables a la actividad regulada. El coste se limitará a los costes necesarios para cumplir con las características definidas en la legislación vigente, por lo que no serán admisibles costes relacionados con mayores prestaciones de las exigidas legalmente, ni relacionados con elementos específicamente excluidos por la legislación.

7.3.7. *Productos y servicios conexos*

La Ley 34/1998, de acuerdo con su artículo 1, tiene por objeto regular el régimen, 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 regulado⁴¹, en el que se incluye, entre otras, instrucciones claras relativas a la contabilidad de las mismas.
- b) Aquellas que tienen un régimen económico regulado⁴²
- c) Aquellas que tienen un régimen de autorización previa de instalaciones regulado⁴³

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 señalar la actividad empresarial es más rica y versátil a la hora de prestar servicios y/o actividades de las que ha previsto el marco jurídico.

Las empresas emprenden nuevas actividades, que pueden denominarse conexas⁴⁴, que conllevan el uso o consumo de los recursos de las actividades con régimen económico regulado, lo que puede suponer que los costes, directos

⁴¹ 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 [troncal] independiente (GRI); distribución; comercialización suministro de último recurso; comercialización; exportación, gestión técnica del sistema; operación del mercado organizado de gas; reservas estratégicas (CORES).

⁴² Regasificación, transporte, AASS básico, distribución, comercialización de último recurso y gestión técnica del sistema.

⁴³ Exploración, investigación y explotación de yacimientos/AASS, fabricación, licuefacción, regasificación, transporte y distribución.

⁴⁴ 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.

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 un desarrollo normativo que permita la supervisión y gestión de las actividades conexas a las actividades reguladas con régimen económico regulado. 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/auspicio de dichas actividades.
- c) La proporción que suponen los costes anteriores sobre los costes totales de la actividad conexas.
- 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 agente en función de la recurrencia en el ejercicio de la actividad, del margen y del beneficio obtenido por la empresa que desarrolla la actividad regulada.

En consecuencia, la Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará tanto el porcentaje sobre el beneficio obtenido por la prestación de productos y servicios conexas que ha de considerarse ingreso liquidable del sistema como el importe anual a considerar ingreso liquidable por el Sistema de Liquidaciones para cada producto y/o servicio conexas (50%).

7.3.8. Retribución por inversión en instalaciones con retribución individualizada

La Circular establece que la retribución devengada para el año de gas “a” de una empresa “e” titular de instalaciones se aprobará mediante Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y será la resultante de sumar la retribución por inversión en instalaciones con retribución individualizada ($RInv_a^e$), la retribución por operación y mantenimiento de las instalaciones ($RO\&M_a^e$), los ajustes a la retribución por productividad y eficiencia ($ARPE_a^e$) y la retribución por instalaciones en situación administrativa especial ($RSAE_a^e$).

La metodología recogida en la Circular para determinar la retribución por inversión en instalaciones con retribución individualizada ($RInv_a^e$), mantiene en líneas generales la praxis de metodologías precedentes de retribuir a las

empresas por los gastos en la construcción de nuevas instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado por medio del establecimiento de una retribución asociada a instalaciones que pertenezcan a alguna de las tipologías definidas normativamente (obra lineal, posiciones, vaporizadores, etc.). Dicha retribución se corresponde con los importes a satisfacer por amortización y retribución financiera derivados del valor de inversión reconocido a lo largo de la vida útil regulatoria de la instalación.

No obstante, se introducen algunas modificaciones al objeto de trasladar mayor responsabilidad al promotor de la instalación en la gestión tanto del riesgo de sobrecoste como del riesgo asociado a la concepción, justificación, desarrollo y utilización de la instalación. De esta forma, se identifica más fácilmente y acota el impacto de aquellos desarrollos que pueden ser lesivos para el equilibrio económico del sistema gasista.

La Retribución por inversión en instalaciones con retribución individualizada tiene los siguientes componentes:

- 1) La retribución por Amortización (A_a^i) y Retribución Financiera (RF_a^i) para las instalaciones de la red troncal, para las instalaciones de transporte de influencia local adjudicadas de forma directa antes de 2021 y para las instalaciones pertenecientes a plantas regasificación construidas antes de 2021, que conformen la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada
- 2) La Retribución por el Gas Vehiculado (RGV_a^i) para instalaciones adjudicadas por procedimientos de concurrencia y para aquellas que se adjudiquen de forma directa a partir de 1 de enero de 2021 pertenecientes a la red de transporte primario de influencia local o a una planta de gas natural licuado de nueva construcción. Esta retribución se obtendrá mediante la aplicación de un precio unitario por el gas procesado/vehiculado por las instalaciones cada año con el máximo de los ingresos generados por peajes, de forma que la gestión de riesgo de su desarrollo corresponde al titular de las mismas y no al resto del sistema gasista.

Para ello, las instalaciones que se adjudiquen por concurrencia mantendrán un esquema retributivo similar al establecido en el Real Decreto 984/2015, y su remuneración se obtendrá aplicando la retribución unitaria (€/MWh) ofertada por la empresa adjudicataria. Por su parte, para las instalaciones que se adjudiquen de forma directa se determinará una retribución media unitaria por MWh transportado/procesado tomando en consideración, por un lado, la retribución a obtener durante la vida útil regulatoria de las inversiones reconocidas del proyecto y, por el otro lado, la demanda que aportó el promotor para justificar la sostenibilidad económica y financiera de las mismas durante dicha vida útil.

De esta forma, si la demanda real supera las previsiones (mayor volumen o penetración más rápida) el promotor se beneficia por un pronto pago de

la retribución; y si son inferiores o se dilatan en el tiempo los pagos de retribución al promotor también se ralentizan.

- 3) La Retribución financiera por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón de las instalaciones ($RFNMLL_a^i$)

El artículo 10, además de desarrollar cómo se calculan cada uno de los conceptos anteriores, establece que:

- A efectos de cómputo y cobro, la retribución por A_a^i , RF_a^i y RGV_a^i será fijada con efectos desde la fecha del acta de puesta en servicio de la instalación. En el caso de la $RFNMLL_a^i$, la fecha de inicio de devengo será la fecha de incorporación fehaciente del gas a la instalación, o en su defecto, la fecha que se produzca más tarde entre la fecha de adquisición del gas y la fecha del acta de puesta en servicio de la instalación a la que se destina el gas.
- Por su parte, la retribución por A_a^i , RF_a^i serán nulas cuando finalice la vida útil regulatoria de la instalación mientras que la RGV_a^i será nula cuando el valor actual de las retribuciones anuales por este concepto (VA_{RGV}) sea igual al valor actual de las inversiones reconocidas (VA_{VI}) del mismo proyecto adjudicado por concurrencia o de forma directa, incluidas las instalaciones que, con posterioridad, se conecten a las adjudicadas inicialmente, amplíen su capacidad o modifiquen su tipología. En el caso de la $RFNMLL_a^i$, esta será nula a partir de la fecha que se produzca más pronto entre la fecha de cierre de la instalación que contiene el gas, o la fecha de entrega al Gestor Técnico del Sistema para su uso como gas de operación en el supuesto de que el gas fuera recuperable.
- Las instalaciones cedidas y/o financiadas por terceros en su totalidad, solo percibirán, si les corresponde, retribución por las adquisiciones de gas para el nivel mínimo de llenado o gas talón.

Las empresas tendrán una retribución provisional a cuenta de la definitiva, siempre y cuando la instalación disponga de valores unitarios de referencia de inversión aplicables, hasta que se resuelva la inclusión el régimen retributivo definitiva de la instalación, en dicho momento se determinará la diferencia entre ambas retribuciones.

La retribución provisional a cuenta se calculará a partir del valor de inversión resultante de la aplicación de los valores unitarios de referencia de inversión vigentes cuando obtuvo la autorización administrativa previa con independencia de que tengan carácter singular reconocido o no.

7.3.9. *Valor de Inversión Reconocido de una instalación con Retribución Individualizada*

La Circular adopta para las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado autorizadas posteriormente al año 2020 el mismo mecanismo de determinación del valor de inversión reconocido.

La Ley 18/2014 no homogeneizó la fórmula para determinar el valor de inversión reconocido de las instalaciones que se utilizaba en transporte y regasificación. Dicho valor es el que se utiliza para determinar los valores de amortización y retribución financiera de cada instalación, así como el momento en el que un grupo de instalaciones adjudicadas por procedimientos de concurrencia deja de percibir la Retribución por el Gas Vehiculado.

Aunque los actuales mecanismos trasladan al promotor la gestión del riesgo de sobrecoste en relación con la inversión a valores unitarios de referencia, y le recompensan/penalizan en función de su desempeño, se considera que la fórmula aplicada en transporte es más equilibrada que la aplicada en regasificación: mientras que ambas fórmulas permiten al promotor quedarse con el 50% de los ahorros obtenidos, cuando existe un sobrecoste, la fórmula de transporte retribuye el 50% del sobrecoste incurrido por el 0% que retribuye la de regasificación.

La Circular adopta, para las instalaciones cuya puesta en servicio sea posterior a 2020, la fórmula que viene aplicándose a las instalaciones de transporte: el valor de inversión bruto reconocido es el resultante de la media entre el valor de inversión auditado admitido y el valor de inversión a valores unitarios. Además, para determinar este último, se indica que han de utilizarse los valores unitarios vigentes en el momento de obtención de la autorización administrativa previa de construcción, modificando la praxis actual que lo determina con los valores vigentes al obtener el acta de puesta en servicio.

De esta forma, se da mayor predictibilidad a la metodología retributiva (los valores unitarios a aplicar son conocidos antes de iniciar la construcción de la instalación), facilitando al promotor de la instalación la gestión del riesgo (la metodología retributiva le permitirá quedarse con el 50% de los ahorros obtenidos si bien solo le retribuirá el 50% del sobrecoste generado).

A la hora de determinar el Valor de Inversión Reconocido, al valor promedio obtenido entre el valor auditado y el valor resultante de aplicar valores unitarios se le detraerán los importes percibidos por/para/durante el desarrollo de la instalación derivados de venta de equipos desmantelados y subvenciones, así como el valor de servicios/equipos/materiales cedidos por terceros, u otras acciones equivalentes a las anteriores pues ninguna de ellas debe generar rendimientos financieros directa o indirectamente.

Con objeto de incentivar la gestión activa de los titulares en la venta de equipos desmantelados y/o convertidos en chatarra y en la obtención de subvenciones/fondos de la Unión Europea u organismos dependientes de ella, se detraerá el 90%, en vez del 100%, de las cantidades obtenidas.

Por último, el Valor de Inversión Reconocido en ningún caso podrá ser negativo.

7.3.10. Retribución por operación y mantenimiento (O&M) de las instalaciones

El artículo 92.c) de la Ley 34/1998 establece que para los costes de operación y mantenimiento de las actividades reguladas se determinará un 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.

En consecuencia, esta Comisión propone adaptar ligeramente las metodologías precedentes⁴⁵ para adaptarse mejor al funcionamiento real de las empresas y teniendo en cuenta que se considera necesario establecer mecanismos que acerque la retribución por O&M a los costes reales, pero manteniendo el incentivo a realizar esta función de forma eficiente y al menor coste. Para ello, esta Comisión propone que en la nueva metodología la retribución por O&M se determine:

- a) Estableciendo una retribución resultado de aplicar valores unitarios de referencia de O&M del periodo a las instalaciones de la empresa que venía calculándose en las metodologías precedentes.
- b) Calculando los valores unitarios para el periodo de referencia 2021-2026 con la información más reciente aportada por las empresas a través del Sistema de Contabilidad Regulatoria.
- c) Manteniendo la Retribución de los costes O&M directos de instalaciones singulares y/o en situación administrativa especial asociada a la acreditación mediante la correspondiente auditoría y tras la evaluación y admisión de los mismos por esta Comisión.
- d) Auditando otros costes de O&M no incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M⁴⁶: coste de adquisición del gas de operación, del odorante, del suministro eléctrico para plantas de gas natural licuado y para motores eléctricos de estaciones de compresión, o los incrementos de tasas municipales por aprovechamiento especial del dominio público local en la actividad de transporte debido a la publicación posterior a 2016 de nuevas Ordenanzas Fiscales del Municipio.
- e) Estableciendo mecanismos de información/supervisión y reconocimiento de gastos de explotación, operación y mantenimiento activados en el inmovilizado.

⁴⁵ La retribución por OPEX se determina anualmente aplicando los valores unitarios estándar vigentes de acuerdo con las características de las instalaciones incluidas en el régimen retributivo, y las magnitudes de operación de las plantas de regasificación, a los que se añadían, en caso de haberlos, los OPEX directos auditados de AASS, instalaciones singulares e instalaciones tramitación suspendida de autorización de explotación.

⁴⁶ Se ha evidenciado que, junto al gas de operación, la adquisición de odorante y el suministro eléctrico son los principales costes variables en las Plantas de Regasificación, por ello se eliminan los Valores Unitarios de O&M variables pasando a reconocerse el valor auditado de los costes netos por la adquisición del odorante y el suministro eléctrico

- f) Estableciendo una Retribución por Mejora de Productividad para las actividades de transporte y regasificación, en función de los ahorros que se han podido conseguir al Sistema Gasista en periodos regulatorios anteriores.

Al objeto de dar trazabilidad, fiabilidad y facilitar las labores de supervisión, la retribución por O&M se calculará con la información del año natural, y posteriormente se imputará al año de gas proporcionalmente a los meses que correspondan. De esta forma, la información utilizada podrá contrastarse con la recogida en las cuentas anuales auditadas depositadas en el Registro Mercantil e incluso podría ser aportada a través del Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Existirá una retribución provisional, y cuando se resuelva la retribución definitiva por O&M de las instalaciones, se determinará la diferencia entre la retribución provisional a cuenta y la definitiva.

En referencia a las tasas municipales por aprovechamiento especial del dominio público local en la actividad de transporte y según recientes jurisprudencia⁴⁷ sobre la forma de aplicar el artículo 24 del Real Decreto Legislativo 2/2004⁴⁸, se obliga a las compañías de redes de transporte y distribución de gas natural al pago de dichas tasas municipales por la utilidad derivada de la utilización del dominio público por sus redes, más allá del valor de suelo público utilizado, o del valor de la construcción realizada sobre dicho suelo, en la determinación de la cuota tributaria.

Derivado de dichas sentencias, se prevé un incremento del valor de la liquidación de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local por las instalaciones. Estos costes también son propios de las actividades de transporte y regasificación y, por tanto, deben estar recogidos en el modelo retributivo.

Sin embargo, debido a la incertidumbre existente en cuanto a la fecha de aplicación, el número de Ayuntamientos que opten por esta interpretación y el importe a aplicar por cada Ayuntamiento, se ha considerado que lo más prudente es que sean retribuidos aparte y de acuerdo con su coste incremental auditado siempre y cuando dicho incremento sea motivado por nuevas ordenanzas fiscales del municipio posteriores a 2016 que determinen un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones.

Por ello, se establecerá el procedimiento que permita determinar:

⁴⁷ Sentencia del TS de 21 de diciembre de 2016 (rec. 1117/2016), incluyendo la doctrina de otras sentencias de la misma fecha (recursos 336/2016, 947/2016, 580/2016 y 436/2016).

⁴⁸ Real Decreto Legislativo de 5 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley Reguladora de las Haciendas Locales

- a) Si la sociedad estaba pagando tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones con anterioridad a 2016, con detalle por cada ayuntamiento.
- b) La existencia de un cambio de criterio de valoración, o método de cálculo, de las tasas municipales por utilización privativa o aprovechamiento especial del dominio público local de las instalaciones posterior a 2016.
- c) Si el incremento de coste incurrido corresponde al año 2018 o posterior.

Al objeto de dar trazabilidad, fiabilidad y facilitar las labores de supervisión, la información debería ser aportada a través de, o bien, un requerimiento específico, o bien, del Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7.3.11. Gastos de explotación activados

Se considera que los gastos de explotación, operación y mantenimiento activados en el inmovilizado, denominados también CAPEX de explotación o COPEX, son una de las tipologías de gastos que se han de considerar para determinar la retribución por O&M. Los importes a reconocer por este concepto serían los auditados admitidos por esta Comisión con la cuantía máxima de inversión realizable en cada año que previamente se hubiera indicado.

Estos gastos, que se activan por las empresas en el inmovilizado, están asociados bien a la actualización y mejora de las condiciones de operación y mantenimiento de las instalaciones en servicio, bien a las inversiones realizadas por el transportista en otros activos (tangibles o intangibles) diferentes a las instalaciones con valores unitarios de inversión que son necesarios para poder desempeñar las funciones de O&M y que no tienen retribución reconocida explícita bajo el régimen retributivo de la actividad, como por ejemplo el hardware y software informático, los vehículos o el mobiliario.

No obstante, quedarían excluidos del concepto CAPEX de Explotación tanto, los gastos considerados en el artículo 59.3 de la Ley 18/2014⁴⁹ como las reparaciones y sustituciones de elementos de instalaciones autorizadas y en servicio que cumplan una función equivalente a la de los elementos reparados y sustituidos.

Por ello, se considera conveniente establecer los mecanismos de información necesarios para sistematizar la supervisión y gestión de los gastos en los

⁴⁹ “3. 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 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.”

denominados CAPEX de explotación, máxime cuando en el contexto actual toman mayor relevancia los costes incurridos, activados o no, en mejoras y actualizaciones de equipos ante el progresivo envejecimiento de las instalaciones.

Por ello, se desarrollarán normativamente las herramientas necesarias para la supervisión y gestión de las inversiones en los denominados CAPEX de explotación que permitirán determinar:

- a) El gasto realizado anualmente en los denominados CAPEX de explotación.
- b) La existencia de una justificación suficiente para realizar dichos gastos.
- c) La certeza de la “operatividad” de los gastos desembolsados.
- d) La cuantía máxima de gasto realizable en cada año

Al objeto de dar trazabilidad, fiabilidad y facilitar las labores de supervisión, la información debería ser aportada a través de, o bien, un requerimiento específico, o bien, del Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, cuando ello se haya previsto.

7.3.12. Retribución por Extensión de Vida Útil de las instalaciones de transporte de gas natural y regasificación de GNL

La Circular establece que aquellas instalaciones que continúan en operación una vez finalizada su vida útil regulatoria tienen derecho a una Retribución por Extensión de Vida Útil (REVU), siempre y cuando se acredite la disponibilidad efectiva de la instalación para su funcionamiento real.

Este es uno de los conceptos retributivos que componen los ajustes por mejora de la productividad y la eficiencia ($ARPE_a^e$) para el año de gas de una empresa junto con la retribución por continuidad de suministro de las instalaciones (RCS_a^e) y la retribución por la mejora de la productividad en los costes de O&M de las instalaciones (RMP_a^e).

El valor de la REVU se obtiene aplicando un coeficiente de extensión de vida útil (μ_a^i) a la retribución por costes de O&M resultante de aplicar los valores unitarios de referencia.

El coeficiente de extensión de vida útil (μ_a^i) toma un valor diferente en función de los años transcurridos (X) desde el final de la vida útil regulatoria de la instalación:

- Durante los cinco primeros años, 0,15.
- Entre el 6º y 10º año, el resultante de la fórmula $0,15 + 0,01 \cdot (X - 5)$.

- Entre el 11º y 15º año, el resultante de la fórmula $0,20 + 0,02 \cdot (X - 10)$.
- A partir del 15º año, el resultante de la fórmula $0,30 + 0,03 \cdot (X - 15)$, no pudiendo tomar un valor superior a 1.

El procedimiento para acreditar la disponibilidad efectiva de una instalación “i” para su funcionamiento real al objeto de percibir la REVU es el siguiente:

- Los transportistas acreditarán la disponibilidad de las instalaciones mediante certificado suscrito, según proceda, por el responsable de la planta de regasificación o por el responsable del centro de mantenimiento que gestiona la instalación de transporte en extensión de vida útil, que remitirán a esta Comisión.
- Se considera que las siguientes instalaciones están en disponibilidad efectiva para su funcionamiento real cuando hayan funcionado:
 - Una vez cada trimestre y durante 24 horas continuadas en el caso de instalaciones de una planta de regasificación, salvo las instalaciones de obra civil, portuaria y marítima cuya disponibilidad efectiva se acreditará cuando se hayan realizado al menos 4 veces descargas o cargas de GNL de/a buques en un año de gas “a”
 - 330 días durante 365 días de posible uso en el caso de gasoductos (obra lineal y posiciones)
 - 12 horas continuadas dos veces en el año de gas “a”, con un plazo mínimo de cuatro meses entre ellas, en el caso de las Estaciones de Compresión
 - Una vez cada trimestre y durante 24 horas continuadas, en el caso de ERMs

7.3.13. *Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) de las instalaciones de transporte de gas natural y regasificación de GNL*

Según el Preámbulo de la Ley 18/2014, la inclusión del término de retribución por continuidad de suministro (RCS) en la retribución de las instalaciones *“permite, por una parte, ajustar los costes del sistema ante situaciones de variación de demanda equilibrando las diferencias entre los ingresos y los costes del sistema y, por otra, traslada parte del riesgo de la variación de la demanda, que hasta el momento era soportado por el consumidor final, al titular de las instalaciones”*.

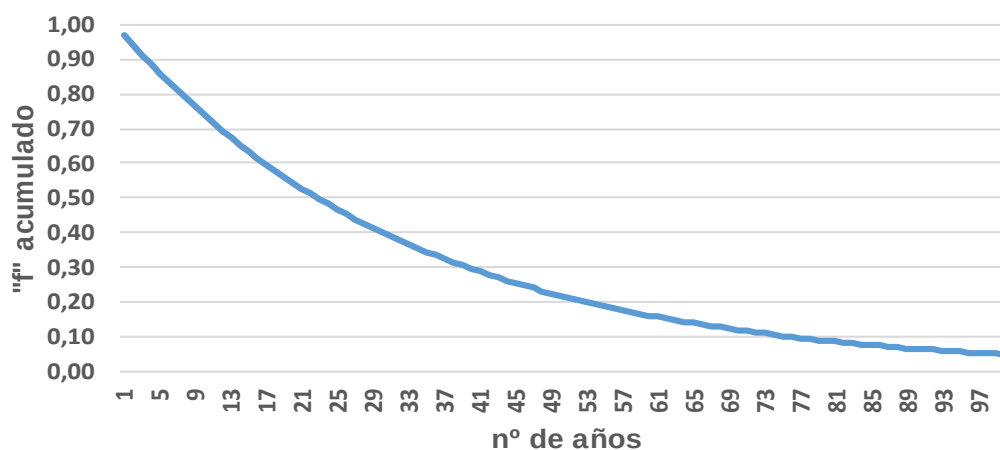
Dicha retribución por RCS es, de acuerdo con la Ley 18/2014, *“función de la variación total del consumo nacional de gas natural en el año de cálculo respecto al año anterior en el caso de las instalaciones de transporte, de la variación de demanda de gas regasificado en el conjunto de las plantas del sistema en el caso*

de las instalaciones de regasificación y de la variación del gas útil almacenado en los almacenamientos en el caso de estos últimos”.

La Retribución por Disponibilidad (RD) ya retribuye los costes de las actividades reguladas (costes de inversión y costes de O&M). Si dicha retribución es adecuada, no son necesarios nuevos conceptos retributivos como la Retribución por Continuidad de Suministro (RCS). El RCS es un concepto retributivo sin contraprestación explícita para los consumidores, con una función de ajuste entre la retribución percibida por las empresas transportistas antes y después de la revisión introducida por la Ley 18/2014, pudiendo ser una de las causas que dan lugar a valores elevados del ROE de las empresas del sector (ver punto 7.1 de este documento).

De acuerdo con la fórmula vigente, la retribución por RCS tendería a ser cero en el muy largo plazo al haberse incluido un Coeficiente de Eficiencia por mejoras de productividad (f^A) (con valor 0,97 para el primer periodo regulatorio). Aplicando el coeficiente vigente durante 100 años, el RCS se reduciría hasta el 5% del valor del RCS actual si la demanda fuera constante. Dicho plazo de 100 años no es el adecuado para un concepto retributivo sin contraprestación explícita.

Gráfico 7. Evolución con el tiempo del Coeficiente de Eficiencia (f^A) acumulado.



En consecuencia, y con el objeto de establecer una retribución para una empresa que realiza su actividad bajo los principios de realizarla al menor coste para el sistema gasista y con una rentabilidad razonable, se propone la eliminación progresiva y total de la retribución por continuidad de suministro (RCS) en el periodo regulatorio 2021-2026 por ser un concepto retributivo sin contraprestación evidente para los consumidores y contrario al principio rentabilidad razonable.

Por otra parte, tal y como establece el apartado 2⁵⁰ de la disposición final tercera del Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, el impacto de la aplicación del

⁵⁰ “2. Tanto el Gobierno como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobarán las metodologías para el cálculo de los cargos, retribuciones reguladas, cánones y peajes de

nuevo modelo debe ser gradual; en otras palabras, la transición del modelo retributivo vigente al nuevo modelo, necesariamente debe ser ordenada y previsible. A estos efectos, y a la vista del segundo párrafo de la citada disposición para el periodo transitorio de las metodologías de peajes, cánones y cargos, se establece la eliminación en un periodo máximo de cuatro años.

Por tanto, una vez determinada la retribución por RCS del año 2020 para cada actividad “A” de una empresa “e” según la metodología recogida en el Anexo XI de la Ley 18/2014, estas serán reducidas durante el nuevo periodo regulatorio de forma gradual hasta tener un valor nulo a partir del 1 de enero de 2025 de acuerdo con el siguiente esquema.

Tabla 9. Retribución anual por RCS y por actividad

	Año de Gas				
	2021 (ene-21 a sept-21)	2022 (oct-21 a sept-22)	2023 (oct-22 a sept-23)	2024 (oct-23 a sept-24)	2025 (oct-24 a sept-25)
$RCS_{Año\ Natural}^{e,A}$	60% $RCS_{2020}^{e,A}$	60% $RCS_{2020}^{e,A}$	40% $RCS_{2020}^{e,A}$	20% $RCS_{2020}^{e,A}$	0% $RCS_{2020}^{e,A}$

Provisionalmente se realizará un primer ajuste con los datos definitivos de la demanda para 2018, para posteriormente calcularse con los valores de demanda definitivos de 2020.

7.3.14. Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M habidas en el periodo anterior

Como se ha indicado en el apartado anterior, el artículo 92.c) de la Ley 34/1998 establece, en particular, para los costes de operación y mantenimiento de las actividades reguladas que se determinará un 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.

Asimismo, el artículo 15 c) del Real Decreto 949/2001, y en relación al mismo tema, indica que:

“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”

En consecuencia, esta Comisión propone establecer en la nueva metodología retributiva el concepto de Retribución por Mejora de Productividad para las

acceso con suficiente antelación respecto de su entrada en vigor y garantizarán que el impacto de la aplicación de las referidas metodologías en los consumidores y demás agentes de los sistemas gasista y eléctrico sea gradual.

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

actividades de transporte y regasificación, consecuencia de las ganancias de productividad que se hayan podido conseguir durante el periodo regulatorio.

De los tres conceptos retributivos básicos de las actividades reguladas, es en los costes de O&M donde las empresas pueden mejorar dichos costes, ya que las partidas por amortización y retribución financiera dependen más de factores externos que de la propia empresa.

Cada nuevo periodo regulatorio la retribución por operación y mantenimiento futura, basada en valores unitarios, se fija en función de los costes reales de las empresas.

La Retribución por Mejora de Productividad persigue que las empresas sigan teniendo incentivo a la reducción de costes, porque se les mantiene como retribución adicional a la calculada con valores unitarios (costes reales) un porcentaje de las ganancias de productividad observadas en los costes de O&M del periodo anterior. Para ello, se analizará en el periodo la evolución tanto de la retribución de O&M por parámetro inductor de coste característico de las instalaciones como del propio parámetro inductor de coste.

Se consideran que los parámetros inductores de coste más característico de las instalaciones son los siguientes:

- Para Gasoducto: Longitud y Diámetro
- Para Estación de Compresión: Nº de instalaciones y potencia instalada para comprimir
- Para ERM/EM: Nº de instalaciones y tamaño G del equipo de medida
- Para Plantas de Regasificación: la planta en sí misma, el número y tamaño de los tanques de GNL, la capacidad de vaporización y el número de cargaderos de cisternas de GNL

Las empresas transportistas han tenido en el periodo anterior ganancias de productividad al batir los costes O&M establecidos. El nuevo sistema retributivo, establece los valores unitarios de operación y mantenimiento a partir de los costes reales al final del periodo, para trasladar al consumidor estas ganancias de productividad. Además, para incentivar al transportista se les reconoce una retribución adicional equivalente al 20% de las ganancias logradas en el periodo anterior. De esta forma, realizarán ahorros estructurales y no coyunturales, pues parte de su esfuerzo estaría incentivado a largo plazo.

Provisionalmente se calcularán con la información del año 2018, y se elevarán a definitivos para 2021-2026 cuando se disponga de la información necesaria.

De acuerdo con las estimaciones de esta Comisión, la retribución anual estimada por mejora de la productividad en O&M para el periodo 2021-2026, sería del orden de 11 millones de euros/año para el conjunto de la actividad de transporte

y de 2 millones de euros/año para el conjunto de la actividad de regasificación. Dichas cantidades se repartirían entre los transportistas en función de la retribución por los costes de O&M de cada transportista para el último año de retribución del actual periodo regulatorio.

Por último, señalar que la retribución por mejora de la productividad en O&M para el periodo regulatorio siguiente 2027-2032, sería calculada con los datos del periodo 2021-2026 según el procedimiento aquí indicado, pudiendo su valor ser positivo, negativo o cero. La mejora de la productividad en O&M que se produjera durante el periodo 2021-2026 corresponde a los transportistas, procediendo a su reparto con los consumidores en el periodo 2027-2032.

7.3.15. Retribución por instalaciones en Situación Administrativa Especial

La Circular recoge el tratamiento retributivo de aquellas instalaciones que pudieran estar en situación administrativa especial como las instalaciones afectadas por la suspensión de tramitación recogida en la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012 (aplicable únicamente a la Planta de Gas Natural Licuado de El Musel) o con un régimen económico singular y de carácter temporal para la prestación de servicios logísticos de gas natural licuado de acuerdo con el artículo 60.7 de la Ley 18/2014.

7.3.16. Criterios para la determinación de los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento

La Circular establece los criterios para determinar los valores unitarios de referencia, que serán únicos para todo el territorio nacional y constantes para el periodo regulatorio, sin perjuicio de las especificidades previstas para los territorios insulares. Para su determinación se tendrá en cuenta lo dispuesto en la Circular, en particular lo relativo a principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva y la admisibilidad de los costes necesarios, así como lo concerniente a productos y servicios conexos.

En el caso concreto de los valores unitarios de inversión de las instalaciones se determinarán de acuerdo con los valores medios representativos habidos del coste de inversión de las instalaciones cuyo diseño técnico y condiciones operativas se adapten a los estándares utilizados en el sistema gasista, y conforme a la evolución de los principales inductores de costes considerados.

Por su parte, los valores unitarios de referencia de operación y mantenimiento de las instalaciones tendrán en cuenta todos los costes que sean necesarios realizar para garantizar el correcto mantenimiento y funcionamiento del conjunto de instalaciones en servicio en el periodo de aplicación.

7.3.17. Retribución máxima admisible a utilizar en los procedimientos de concurrencia previsto en el Real Decreto 984/2015.

La Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia determinará la retribución máxima admisible por MWh vehiculado

a utilizar en los procedimientos de concurrencia para la adjudicación de instalaciones de transporte primario de influencia local previstos en el Capítulo I del Título IV del Real Decreto 984/2015.

Para su determinación se tendrán en cuenta lo dispuesto en esta Circular, en particular lo relativo a principios y criterios, instalaciones, costes e ingresos considerados en la metodología retributiva, así como lo concerniente a productos y servicios conexos.

7.3.18. Planes de Inversión y de cierre de instalaciones.

La Circular establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia realizará la supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones de las empresas titulares de las instalaciones con la siguiente justificación:

El artículo 4.4 de la Ley 34/1998, señala que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará los planes de inversión de los gestores de red de transporte, evaluando dichos planes, en particular en lo referente a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito comunitario mencionado en el artículo 8, apartado 3, letra b) del Reglamento (CE) n.º 714/2009, pudiendo incluir recomendaciones para su modificación

Por otro lado, el artículo 7.7, de la Ley 3/2013 establece, entre las funciones de supervisión y control en el sector del gas natural, que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia supervisará los planes de inversión de los gestores de red de transporte, en particular, en lo que se refiere a su adecuación al plan de desarrollo de la red en el ámbito de la Unión Europea, pudiendo realizar recomendaciones para su modificación, incluyendo la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia los resultados de dicha supervisión en su informe anual remitido a la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía y a la Comisión Europea.

Asimismo, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá un informe a la propuesta del gestor de la red de transporte en el inicio de la planificación que refleje sus recomendaciones sobre las implicaciones económicas de las inversiones planeadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema eléctrico y gasista.

De igual modo, en el trámite de audiencia a la propuesta de planificación, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia informará al Ministerio para la Transición Ecológica sobre la planificación y el control de las inversiones, y señalará aquellos aspectos no considerados en su informe inicial.

Por otro lado, el artículo 7.1.h, de la Ley 3/2013, establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia establecerá la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte y distribución de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética que se establezcan.

Asimismo, el artículo 59.1, de la Ley 18/2014, establece que 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.

Debido al traspaso de competencias tras la publicación del Real Decreto-ley 1/2019, se hace necesario engarzar los procedimientos de planificación y autorización administrativa previa, competencia del Gobierno, con el de inclusión en el régimen retributivo cuyo responsable es esta Comisión.

La metodología retributiva de esta Circular establece que se verificara la justificación y la sostenibilidad económica y financiera de las inversiones, pudiendo, según corresponda, no llegar a incluirse en el sistema retributivo algunas inversiones que no estén adecuadamente justificadas.

En consecuencia, se incluye en la Circular el artículo relativo a “Planes de Inversión y de cierre de instalaciones” con el detalle y alcance de la supervisión de los Planes de Inversión de los transportistas. Se verificara que los Planes de Inversión del transportista se corresponden con los costes necesarios para realizar la actividad como empresa eficiente y bien gestionada, de acuerdo a los principios de realización de la actividad al menor coste para el sistema gasista y de equilibrio económico y financiero, indicando para cada inversión la suficiencia de la justificación dada por el transportista, el método de retribución aplicable, y en términos globales para cada transportista, la cuantía máxima de la inversión realizable en cada año para inversiones en instalaciones incluidas en los apartados 1 b) y 1 c) del artículo 5 de esta Circular, informando de forma anticipada al transportista, y en su caso, al Ministerio para la Transición Ecológica de las implicaciones económicas de las inversiones planteadas y su impacto en la sostenibilidad económico-financiera del sistema gasista, todo ello, para la adecuada coordinación de los procesos de planificación, autorización administrativa previa e inclusión en el régimen retributivo de las instalaciones, y en prevención y para evitar que se realicen inversiones no necesarias para el Sistema Gasista.

Del mismo modo, y por su impacto en la retribución, es necesario realizar la supervisión anticipada del cierre de instalaciones.

7.3.19. Instalaciones singulares por sus características técnicas especiales

La Circular establece que, con carácter excepcional, se podrá solicitar la inclusión en el régimen retributivo de instalaciones singulares con características técnicas especiales, el cual será aprobado por resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia antes de su adjudicación.

La Circular indica que una instalación singular es aquella que tiene condiciones operativas o características constructivas que difieren y superan ampliamente

los estándares habituales empleados en el sistema gasista nacional, como por ejemplo los tendidos submarinos y sus estaciones de compresión asociadas, por lo que el promotor deberá detallar y justificar la singularidad aportando informes acreditativos y la estimación de costes de inversión y de operación y mantenimiento de la misma. No se considerará razón suficiente que el coste sea superior al que resulta de aplicar los valores unitarios de referencia

Cuando se catalogue una instalación como singular, al determinar el valor de inversión reconocido solo se tendrán en cuenta el valor auditado admitido.

7.3.20. Inclusión provisional y definitiva de nuevas instalaciones en el régimen retributivo

La Circular establece los procedimientos para la inclusión provisional y definitiva de una instalación en el régimen retributivo.

En ambos casos, el titular de la instalación debe solicitarlo a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, adjuntado la documentación acreditativa correspondiente.

Se establece como plazo máximo para la solicitud de inclusión definitiva de una instalación en el régimen retributivo el 30 de junio del segundo año posterior al año de puesta en servicio

Una instalación podrá tener una retribución por inversión provisional a cuenta de la definitiva desde la fecha del acta de puesta en servicio. Es condición necesaria que su tipología tenga valores unitarios de referencia de inversión definidos.

La inclusión definitiva se realizará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia donde se determinarán, de existir, las diferencias entre la retribución provisional a cuenta y la retribución definitiva desde la fecha de inicio del devengo.

La insuficiencia, o falta de fundamentación, de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión en instalaciones de transporte primario de influencia local o en instalaciones de plantas de gas natural licuado, implicaría su no inclusión en el régimen retributivo.

Por su parte, la justificación insuficiente de la necesidad de la instalación para el cumplimiento de las normas de gestión técnica del sistema, de la normativa técnica, de seguridad, de calidad industrial, medioambiental o cualquier otra de carácter estatal que le fuera de aplicación, o la falta de fundamentación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión a realizar en la instalación podrá dar lugar a no incluir retribución alguna por la instalación en el sistema retributivo.

7.3.21. Tratamiento retributivo de la transmisión de titularidad de instalaciones

La Circular establece el procedimiento para transmitir los derechos retributivos asociados a una instalación 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 hasta el final del año.

La Retribución por Continuidad de Suministro (*RCS*) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M (*RMP*) habidas en el periodo 2014-2020 asociadas a la instalación transmitida, no se transmiten a la empresa adquiriente

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 dicho año se establecerá mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

7.3.22. Tratamiento retributivo de instalaciones con cierre

La Circular establece el procedimiento para la baja del régimen retributivo de una instalación objeto de cierre temporal o definitivo.

Las instalaciones cerradas no tendrán derecho a recibir retribución. La baja del régimen retributivo se realizará mediante resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia que recogerá, en su caso, las cantidades a minorar de la retribución inicial de la empresa para el año de cierre de la instalación, que será proporcional a los días del año que resten para su finalización.

La Retribución por Continuidad de Suministro (RCS_a^e) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M (RMP_a^e) de la empresa implicada en un cierre de instalaciones no se verán modificadas por la existencia de dicha operación.

El titular de la instalación objeto de cierre definitivo tendrá derecho a recibir las cantidades que correspondan por la parte del Valor de Inversión Reconocido que esté pendiente de amortizar a la fecha de cierre considerada. En el caso de que la instalación objeto de cierre sea sustituida por otra instalación del mismo tipo, la anterior cantidad abonada en concepto de amortización pendiente se detraerá del Valor de Inversión de la nueva instalación.

Si la instalación tuviera gas de nivel mínimo de llenado para su funcionamiento, y este fuera recuperable, se entregará al Gestor Técnico del Sistema para su uso como gas de operación y al titular se le reconocerá y abonará el costo de adquisición reconocido de dicho gas.

7.3.23. Sobre el cobro y liquidación de la retribución reconocida

De acuerdo con el Sistema de Liquidaciones (SIFCO) los ingresos facturados por aplicación de peajes y cánones se reparten entre quienes realizan actividades con régimen económico regulado atendiendo a la retribución que les corresponda. Para ello, a día de hoy, se realizan 14 liquidaciones mensuales a cuenta (de enero del año “n” a febrero del año “n+1”) de la definitiva de cada ejercicio que debe realizarse antes del 1 diciembre del ejercicio siguiente (año “n+1”).

La Circular indica que se liquidarán a lo largo del año las retribuciones reconocidas a cuenta y/o definitivas correspondientes al año de la liquidación, de conformidad con la resolución que apruebe los procedimientos de liquidación de las actividades reguladas del sector del gas.

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

El artículo 28 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 presente 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 de la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

El artículo 29, sobre el tema de 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.

El artículo 30, sobre confidencialidad, establece preceptos sobre la misma ya dictados en otras Circulares relacionadas con el reporte de información a la Comisión por parte de los sujetos del sistema gasista.

7.3.25. Disposición adicional primera. Periodo regulatorio de aplicación

El periodo de aplicación de la metodología de retribución recogida en la presente Circular será el que comienza el 1 de enero de 2021

7.3.26. Disposición adicional segunda. Determinación del año de gas 2021

Se establece, a efectos de determinar la retribución de las instalaciones de una empresa mediante la Circular que el año de gas 2021 es desde el 1 de enero de 2021 a 30 de septiembre de 2021.

7.3.27. Disposición adicional tercera. Revisión Valor Bruto de Inversión Reconocido para activos que hayan sufrido enajenación de parte de sus instalaciones.

Con fecha 28 de diciembre de 2006 el Consejo de Administración de la extinta CNE aprobó Expediente Informativo relativo a la transmisión por parte de Enagás, S.A., de cable de fibra óptica a la empresa Desarrollo de Cable, S.A., dando traslado del mismo a entonces Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En dicho Expediente Informativo se indicaba que la venta de parte de las infraestructuras construidas debería tener repercusión en la retribución de las mismas, deduciéndose de estas la parte de los costes de las infraestructuras transmitidas pendientes de amortizar.

Es por ello que es necesario proceder a la revisión del valor bruto de inversión reconocido de aquellos activos que hayan sufrido la enajenación de parte de sus instalaciones.

7.3.28. Disposición adicional cuarta. Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 de una instalación de la Base de Instalaciones con Retribución Individualizada.

El artículo 60.4 del Real Decreto-ley 8/2014, en vigor desde el 5 de julio de 2014, indica que *“la retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica del sistema de gas natural se calculará a partir de su valor neto”*⁵¹. La Ley 18/2014 establece la metodología de cálculo de la retribución anual de la actividad de regasificación, transporte y almacenamiento básico en su Anexo XI, la cual se basa en retribuir, tal y como indicaba el artículo 60, el valor neto de los activos y es aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a la red básica y a las redes de transporte secundario con aprobación de proyecto anterior a la publicación del Real Decreto-ley.

Tal y como señaló esta Comisión en el informe preceptivo de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, *por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014*, al calcular las retribuciones de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo básico se utilizó *“un mecanismo que obvia el valor realmente amortizado hasta el 4 de julio de 2014. Esto genera tres efectos que, en todos los casos, producen un incremento del valor neto de inversión a retribuir”*. A continuación, se describen los tres efectos que incrementan innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, al retribuir doblemente parte de las inversiones realizadas:

- El primero se produce al omitir la amortización realizada en el primer periodo del año 2014, al aplicar la nueva metodología al valor neto de los activos a 31 de diciembre de 2013, en lugar de al valor neto de los activos

⁵¹ Coincidente con el artículo 60.5 de la Ley 18/2014.

a fecha 4 de julio de 2014. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le corresponde. Esta casuística afectó a todos los activos puestos en servicio antes de 4 de julio de 2014

- El segundo se produce al recalcular el valor neto del activo, considerando el inicio de su amortización el 1 de enero del año posterior a la puesta en servicio, cuando dichos activos iniciaron realmente su amortización el mismo día de la puesta en servicio. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le corresponde. Esta casuística afectó a todos los activos de transporte puestos en servicio antes de 2008.
- El tercero se produce en los activos que modificaron su vida útil porque en vez de tener en cuenta la amortización real que ha ido acumulando el activo con la vida útil anterior y aplicar el nuevo ritmo de amortización desde el 5 de julio de 2014, se recalcula “*ex-novo*” el valor neto del activo desde el año de puesta en marcha con el ritmo de amortización que se establece con la nueva vida útil. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le corresponde. Este efecto en el valor neto a considerar es mayor cuanto más antiguo es el activo. Esta casuística afectó a los gasoductos de transporte puestos en servicio antes de 2008 que pasaron de amortizar a un ritmo del 3,3% anual (al considerarse una vida útil de 30 años) a aplicar un ritmo de amortización anual del 2,5% (vida útil de 40 años). Desde el punto de vista económico es el efecto con mayor impacto.

Tal y como opinó esta Comisión en su momento, “*la inadecuada consideración de las fechas de inicio de los periodos de amortización y de valoración del valor neto, así como el alargamiento de las vidas útiles sin tener en cuenta la amortización parcial o total que ya se ha producido de muchos activos, produce una sobre-retribución, que no está justificada y dificulta la sostenibilidad financiera del sistema gasista.*” Por tanto, a día de hoy, se considera que la forma más razonable de reconducir la situación sería determinar correctamente el valor de inversión pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 (valor de inversión neto real) de las instalaciones en servicio a 4 julio de 2014.

Para ello, se propone calcular del Valor Neto de los activos a 31 de diciembre de 2020, de forma que el nuevo sistema retributivo, a emplear desde 1 de enero de 2021, aplique sobre el Valor Neto real de los activos a esa fecha. La forma de realizar este cálculo es restar de la inversión real a 4 de julio de 2014, los importes que se hayan percibido en concepto de amortización desde entonces hasta el 31 de diciembre de 2020. La siguiente fórmula recoge la praxis enunciada:

$$VNI_{R \text{ a } 31 \text{ dic } 20}^i = VNI_{R \text{ a } 4 \text{ jul } 14}^i - A_{2^{\text{º}} \text{ Periodo } 2014}^i - \sum_{2015}^{2020} A^i$$

Donde,

$VNI_{R \text{ a fecha}}^i$ Es el valor de inversión neto a una fecha indicada

A^i Es el importe cobrado en concepto de amortización, según el caso, en el 2º periodo de 2014 o en el año “i”.

7.3.29. Disposición adicional quinta. Instalaciones del Gasoducto Al-Andalus y Extremadura.

El artículo 16 del Real Decreto 949/2001, establece que para la determinación de los costes a retribuir se deduciría el porcentaje de los costes reconocidos a las instalaciones que corresponda con su utilización para tránsito de gas natural con destino a otros países.

En aplicación del mismo, la retribución de las instalaciones asociadas a los gasoductos Al-Andalus y Extremadura (Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor) incluidas en el régimen retributivo desde el 19 de febrero de 2002 por la Orden ECO/301/2002 están afectadas por la aplicación de sendos factores reductores de 66,96% y 41,16% para minorar la retribución de las instalaciones en el porcentaje de utilización de dichas instalaciones para el tránsito de gas natural con destino a Portugal.

Con la publicación de la Directiva 2009/73/EC y el Reglamento (CE) 715/2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural y las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, respectivamente, se puso de manifiesto la necesidad de adaptar los contratos de tránsito de gas a Portugal suscritos en 1996 para ajustarse al modelo de contrato de acceso al sistema de transporte y distribución, aprobado por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEyM) de 24 de junio de 2002. El contrato de adaptación que se firmó tenía vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020.

En consecuencia, a partir del 1 de enero de 2021, dejarán de tener aplicación los factores reductores de la retribución y paralelamente todos los ingresos derivados de la facturación de peajes y cánones por el uso del 100% de la capacidad de los gasoductos Tarifa-Córdoba y Córdoba-Campo Mayor se considerarán ingresos liquidables del sistema a todos los efectos.

7.3.30. Disposición adicional sexta. 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 importes se expresarán en euros (€) con dos decimales.
- b) Las cantidades de gas se expresarán en MWh con tres decimales.
- c) Los precios y las retribuciones unitarias se expresarán en €/Magnitud Física con tres decimales

- d) Los porcentajes se expresarán con dos decimales.
- e) Los tantos por uno se expresarán con cuatro decimales.

7.3.31. Disposición adicional séptima. Desarrollos de la Circular

La Circular indica que Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia desarrollará los siguientes aspectos:

- a) Los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre inversiones en instalaciones realizadas.
- b) Los anexos a incluir en el informe de auditoría de las instalaciones.
- c) Las tablas resumen de caracterización de las instalaciones para las que se solicite la inclusión definitiva en el régimen retributivo.
- d) Cualquier otra información relativa a instalaciones de transporte que resulte necesaria para el cálculo de la retribución o su supervisión

7.3.32. Disposiciones derogatoria y final

Se indica que quedan derogadas cuantas disposiciones de rango inferior a Ley se opongan a lo establecido la Circular.

Por último, la Circular entrará en vigor el día siguiente a su publicación en el Boletín Oficial del Estado.

7.4. Mecanismos de desarrollo de la Circular.

A continuación, se describen aquellos desarrollos necesarios realizar por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia con posterioridad a la publicación de la Circular en el Boletín Oficial del Estado.

Desarrollos propios de la Circular

Según se ha indicado a lo largo de la presente Memoria, la Circular requerirá una serie de desarrollos de detalle o procedimentales que permitan su plena aplicación en el periodo 2021-2026. Sería necesario desarrollar:

- a) Los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento (O&M) para cada periodo regulatorio, la forma que han de aplicarse para determinar el valor de inversión y la retribución anual por O&M a valores unitarios y el detalle de los costes e ingresos que hayan sido tenidos en cuenta en el cálculo de los mismos. A tal fin se aprobará la Circular correspondiente.
- b) Los importes de Mejora de la Productividad Observada en la retribución de los costes de O&M para las siguientes tipologías de instalación:

gasoductos de transporte, estaciones de compresión, estaciones de regulación y/o medida, y/o plantas de gas natural licuado.

- c) Instrucciones necesarias para asegurar la adecuada aplicación y desarrollo de esta Circular, en lo que respecta a:
- La inclusión provisional y definitiva en el régimen retributivo, como por ejemplo los requisitos mínimos que han de cumplir las auditorías sobre inversiones, los anexos de la auditoría de inversión o los formularios estandarizados para caracterización de las instalaciones.
 - El reconocimiento de los costes de O&M directos auditados de instalaciones singulares o en situación administrativa especial y de otros costes de O&M de las empresas que no estén incluidos en los valores unitarios de referencia de O&M, como, por ejemplo: costes de O&M activados en el inmovilizado, adquisiciones de gas de operación, electricidad y odorante, etc.
 - La supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones de los transportistas
 - Trasmisión y cierre de instalaciones
 - La supervisión y gestión de los productos y servicios conexos realizados por las empresas cada año.

Además, anualmente, la Comisión establecerá mediante resolución la retribución devengada para el año de gas “a” de las empresas titulares de instalaciones de transporte de gas natural y/o de plantas de gas natural licuado con retribución individualizada por instalación.

Otras modificaciones necesarias

Sería necesario modificar la Circular 1/2015, de 22 julio, para adaptar el Código Único de Activo Regulado (código CUAR) y la información relativa a instalaciones para que exista una correlación unívoca en aquellos aspectos que sean coincidentes con lo dispuesto en la presente Circular.

Además, tal y como se ha apuntado en apartados anteriores, algunos de los requisitos de información para aplicación y desarrollo de esta Circular podrían recogerse a través del Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla la Circular 1/2015, lo que implicaría una menor carga para los administrados.

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 para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado para el periodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2026.

Las estimaciones realizadas en este apartado se hacen con la mejor previsión de los valores unitarios disponible y de aquellos costes de operación y mantenimiento que serán reconocidos mediante auditoría. Estos aspectos hacen que los valores que se presentan sean orientativos.

Se estima que, de mantenerse durante el periodo 2021-2026 una demanda similar a la prevista para 2019, el impacto económico medio anual durante el periodo 2021-2026 de la metodología propuesta en la Circular sería una reducción media anual de aproximadamente 240 millones de € sobre la retribución que resultaría de mantener la metodología actual. De dicho importe, 49 millones de € corresponderían a la actividad de regasificación y 191 millones a la actividad de transporte.

En la siguiente tabla 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 Regasificación y Transporte.

Tabla 10. Estimaciones Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad Regasificación.

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	403	391	381	376	370	363	352	343	333	356
Met. Circular				359	335	317	295	274	260	307
Impacto sobre Met. Actual				-17	-35	-46	-57	-69	-73	-49

Tabla 11. Estimación Retribución Prevista periodo 2021-2026 para actividad Transporte.

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	840	823	805	788	772	756	740	721	704	747
Met. Circular				707	624	571	519	462	452	556
Impacto sobre Met. Actual				-81	-148	-184	-221	-259	-252	-191

Por su parte, en las siguientes tablas, se muestran dichos importes anuales desglosados por partida retributiva, así como el impacto que supondría la aplicación de la nueva metodología para cada partida retributiva.

Tabla 12. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad de Regasificación resultante de aplicar la metodología actual.

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	
Retribución Inversión (Rinv)	162	152	143	139	134	127	116	108	98	120
A	102	97	93	93	93	91	84	80	74	86
RF y RFNMLL	60	55	50	46	42	37	32	28	24	35
RGV Activos Adj Concurso										
Retribución O&M (RO&M)	159	159	159	159	159	159	160	159	159	159
Fijos	131	131	131	131	131	131	131	131	131	131
Variables	29	29	29	29	29	29	29	29	29	29
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)	82	80	78	78	76	76	76	76	76	76
RCS	70	67	65	64	62	60	58	56	55	59
COEV Fijo	10	11	11	12	13	14	16	17	19	15
COEV Variable	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total a Retribuir	403	391	381	376	370	363	352	343	333	356

Tabla 13. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad de Regasificación resultante de aplicar la metodología prevista en la Circular.

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	
Retribución Inversión (Rinv)				140	134	128	117	107	92	120
A				93	91	90	84	79	68	84
RF y RFNMLL				47	43	38	33	28	24	35
RGV Activos Adj Concurso										
Retribución O&M (RO&M)				150	147	147	147	147	147	147
COM Activos Estandar				128	128	128	128	128	128	128
COM Activos Singulares (auditados)										
OCOM (auditados) - Gas de Operación				22	19	19	19	19	19	19
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)				69	54	43	31	20	22	40
RCS				56	39	26	13	0	0	22
REVU				12	13	14	16	17	20	15
RMP				2	2	2	2	2	2	2
Total a Retribuir				359	335	317	295	274	260	307

Tabla 14. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad de Transporte resultante de aplicar la metodología actual.

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	
Retribución Inversión (Rinv)	368	361	349	335	323	313	303	290	277	307
A	172	172	169	161	158	156	154	148	144	154
RF y RFNMLL	196	189	180	173	165	157	149	141	134	153
RGV Activos Adj Concurso										
Retribución O&M (RO&M)	231	231	231	231	231	231	231	231	231	231
COM Activos Estandar	203	203	203	203	203	203	203	203	203	203
COM Activos Singulares (auditados)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
OCOM (auditados) - Gas de Operación	23	23	23	22	23	23	23	22	23	23
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)	241	232	225	223	218	212	206	200	196	188
RCS	240	231	224	219	212	206	200	194	188	182
COEV	1	1	1	4	5	6	6	7	8	6
Total a Retribuir	840	823	805	788	772	756	740	721	704	747

Tabla 15. Desglose por partida de la estimación de Retribución Prevista periodo 2021-2026 para la actividad de Transporte resultante de aplicar la metodología prevista en la Circular.

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	
Retribución Inversión (Rinv)				314	296	288	281	267	256	284
A				145	136	136	136	130	126	135
RF y RFNMLL				169	160	152	145	138	131	149
RGV Activos Adj Concurso										
Retribución O&M (RO&M)				190	178	178	178	178	178	180
COM Activos Estandar				162	150	150	150	150	150	152
COM Activos Singulares (auditados)				5	5	5	5	5	5	5
OCOM (auditados) - Gas de Operación				22	23	23	23	23	23	23
Ajustes Retrib por Productividad y Eficiencia (ARPE)				203	150	106	61	17	18	92
RCS				191	134	90	45	0	0	77
REVU				4	5	5	5	6	7	5
RMP				8	11	11	11	11	11	10
Total a Retribuir				706	624	571	519	462	452	556

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 cual al margen empresarial.

A modo de ejemplo, si tomamos las retribuciones medias para el periodo 2021-2026 del apartado anterior observamos que la retribución de las actividades de transporte y regasificación pasaría de aproximadamente 1.103 millones de € anuales, resultantes de la metodología vigente, a 863 millones de € anuales con la metodología propuesta. Supondría una reducción media del 21,8%.

8.2. Impacto sobre la competencia

Se considera que la Circular no tiene impactos sobre la competencia entre empresas transportistas, 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 las actividades de transporte y regasificación 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 del 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, permitiendo, entre otras funciones, identificar con exactitud las instalaciones a las que aplica, y a las que no, la metodología retributiva recogida en esta Circular, así como permitir recoger información relativa a dichas instalaciones: titular/es, actos administrativos, características técnicas, datos georreferenciales, datos económicos, etc.

Asimismo, tal y como se indicó en el citado apartado 7.4 de esta Memoria, se considera necesario adaptar el Sistema de Información Regulatoria de Costes desarrollado a raíz de la Circular 1/2015, para establecer una correlación unívoca con lo dispuesto en la presente Circular, y permitir que requisitos de información para aplicación y desarrollo de esta Circular se recojan a través del citado Sistema de Información Regulatoria de Costes.

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 ocasiones⁵² 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.

En este sentido, y en lo que respecta a la retribución de las actividades de transporte y regasificación, se considera que la recepción de la información a través Sistema de Información Regulatoria de Costes que desarrolla de la Circular 1/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la

⁵² Con motivo de los informes preceptivos sobre Órdenes Ministeriales de retribución.

Competencia, ayudará a optimizar las cargas administrativas que conlleva la propuesta.

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 las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado 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 las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado a la 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.

Analizados los resultados y consecuencias del modelo retributivo actual se considera que, si bien ha sufrido modificaciones para su mejora, los resultados no han sido adecuados 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 reevaluar el sistema retributivo de las actividades de regasificación y transporte, con algunos cambios que permitan alcanzar mejoras de eficiencia y de competitividad, asegurando, no obstante, la rentabilidad adecuada de las actividades reguladas, manteniendo y cumpliendo los principios establecidos en la Ley 34/1998 y la Ley 18/2014.

La metodología retributiva que desarrolla la Circular recoge criterios, principios, aspectos y prácticas que son equiparables a los que han desarrollado otros reguladores europeos para retribuir a las empresas transportistas de gas natural.

La Circular propuesta establece, entre otros:

1. Un modelo de retribución que conserva los principios establecidos en el modelo retributivo vigente, junto con aquellas modificaciones que permitan, en la práctica, cumplir más fielmente con los principios retributivos establecidos en la Ley 34/1998, Ley 18/2014 y sus disposiciones de desarrollo. Todo ello mediante una transición entre ambos modelos progresiva, ordenada, transparente y no discriminatoria.
2. Las instalaciones, los costes e ingresos considerados en la metodología retributiva, así como los criterios de admisibilidad de los costes necesarios.
3. Nuevos procedimientos en la supervisión de los planes de inversión y de cierre de instalaciones que facilitarán la toma de decisiones dentro del nuevo marco de reparto de responsabilidades entre la Administración General del Estado y la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
4. Introduce el concepto de 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.

ANEXO

A. Metodologías retributivas en los países de la Unión Europea

Como parte del proceso de reflexión se realizó un análisis de las metodologías retributivas para el transporte de gas natural vigentes en países miembros de la UE, con el objetivo de conocer lo que los reguladores europeos toman en consideración para retribuir a las empresas transportistas. Se toman como base dos informes que describen estos regímenes:

1. **Informe CEER:** “Informe sobre Marcos Regulatorios de las Redes Energéticas Europeas”⁵³ elaborado por el Consejo de los Reguladores Europeos en Energía proporciona una visión general de las regímenes regulatorios aplicados durante el año 2018, en las actividades de transporte y distribución de gas y electricidad en cada uno de los países miembros de CEER.
2. **Informe ECA:** “Metodologías y parámetros utilizados para determinar los ingresos permitidos de los transportistas gasistas”⁵⁴, publicado en septiembre de 2018 por la firma de consultores ECA⁵⁵ para la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). En este se analizan y se contrastan las metodologías usadas por los reguladores europeos, para eventualmente encontrar elementos comunes que faciliten una mayor armonización entre países y el desarrollo del mercado interno europeo.

También se tuvieron en consideración documentación y estudios diversos⁵⁶ de las metodologías de los propios reguladores.

• Sobre los Sistema retributivos y los Periodos regulatorios:

De acuerdo con el Informe CEER, se definen dos tipos de sistemas retributivos de las redes de transporte gasista: 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).

De manera 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.

⁵³ Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks.

⁵⁴ Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs).

⁵⁵ Economic Consulting Associates (ECA).

⁵⁶ Informes publicados por CEER, así como documentos públicos en las páginas web de las autoridades reguladoras.

Concretamente, se observa que la gran mayoría de los países europeos analizados establecen un sistema retributivo basado en incentivos, principalmente a través de un Revenue-cap. Por otro lado, seis países informan un sistema distributivo diferente al de incentivos; así, Letonia, Grecia, Dinamarca y Estonia, establecen un mecanismo Cost-Plus o Rate-of-Return, mientras que otros países como Portugal, Polonia e Italia⁵⁷ implantan un sistema híbrido en el que los OPEX se calculan con base en un Price-cap o un 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 (Dinamarca, Letonia y Polonia).

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

Tabla 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	2017																		
3	BÉLGICA	4	2016																		
4	CROACIA	5	2017																		
5	REP. CHECA	3 + 2	2016																		
6	DINAMARCA	1	N/A																		
7	ESTONIA	-	N/A																		
8	FINLANDIA	4	2016																		
9	FRANCIA	4	2017																		
10	ALEMANIA	5	2018																		
11	GRECIA	4	2019																		
12	HUNGRÍA	4	2017																		
13	IRLANDA	5	2017																		
14	LETONIA	1	N/A																		
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	2012																		
21	SUECIA	4	2015																		
22	GRAN BRETAÑA	8	2013																		
23	ITALIA	6	2014																		

- **Sobre la Propiedad de las empresas transportistas y la dimensión de sus redes.**

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

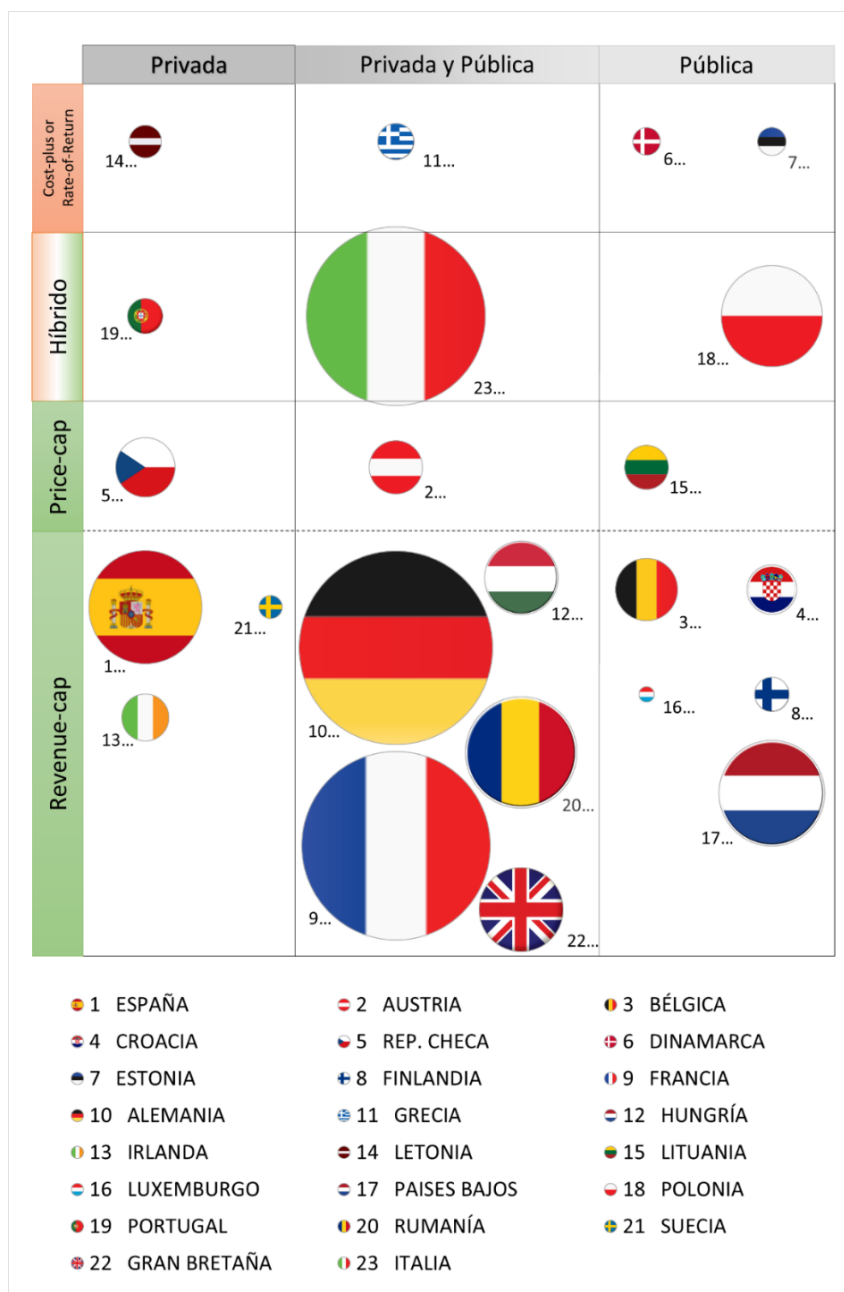
⁵⁷ En el caso de Italia y Reino Unido, la información no procede del Informe CEER, por ser esta incompleta, sino de informes equivalentes elaborados por CEER, así como documentación propia publicada por los reguladores en cuestión.

De los 23 países incluidos en el análisis, España, Suecia, República Checa, Portugal y Letonia se identifican dentro del apartado de propiedad privada; los tres primeros tienen un régimen regulatorio basado en incentivos. Por otro lado, se observa que la propiedad de la red de transporte del 40% de los países incluidos en este análisis es de propiedad pública; de estos 9 países, más de la mitad tienen un régimen regulatorio basado en incentivos. El resto son de propiedad pública y privada

Existe una gran disparidad entre las longitudes de las redes de transporte incluidas en este informe, siendo la red de transporte de Luxemburgo (282 km) la más pequeña, y la red alemana (40.000 km) la más grande. Tomando como referencia las redes de transporte con una longitud relevante (longitud superior a los 10.000 km) existen únicamente 7 países: Alemania, Francia, Italia, España, Rumanía, Países Bajos y Polonia.

España es el único país (incluido en el análisis) con un régimen basado en incentivos, con una longitud de red de transporte relevante y que la propiedad de la red gasista está catalogada como privada.

Figura 2. 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 transporte

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

De manera general, la gran mayoría de los países europeos analizados realizan revisiones sobre los ingresos de las empresas transportistas (y de los valores aprobados) y, en caso de ser necesario, se realizan ajustes. 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 empresas y los usuarios.

De acuerdo con el Informe ECA⁵⁸ los ajustes se pueden hacer en diferentes elementos de la retribución: CAPEX, OPEX, en los incentivos, en la tasa de retribución o directamente en el ingreso total a recibir.

En lo que respecta a los **ajustes en el CAPEX**, la mayoría de los países con régimen “*Revenue cap*” no realizan ajustes, por lo que los ahorros y los costes adicionales se adjudican a las empresas. Por otro lado, algunos países que aplican un régimen basado en “*Cost plus*” (incluyendo los países con un régimen híbrido⁵⁹) reconocen las diferencias derivadas entre los costes previstos y los costes incurridos y estas son incluidas en la bolsa de activos regulados.

Finalmente, países tales como Gran Bretaña y España, aplican un “*mecanismo de reparto*” donde los ahorros y los costes adicionales se comparten entre los usuarios y las empresas, lo que es incentivo para que las empresas batan sus costes de referencia y así poder conservar parte de los ahorros obtenidos.

En lo que respecta a los **ajustes en el OPEX**, muchos países no realizan ajustes en sus costes operativos por lo que las diferencias resultantes, ya sean positivas o negativas, son asumidas por las empresas. Cabe señalar que algunos países (Holanda y Alemania⁶⁰) realizan ajustes solamente a los costes denominados “no controlables” o “costes volátiles” que, al no depender de la gestión de la empresa, suelen aceptarse a través de un mecanismo conocido como “*pass-through*”. Finalmente, algunos países tanto con sistemas basados en incentivos (Bélgica, Croacia, Gran Bretaña y Rumania) como con sistemas híbridos⁶¹ (Italia, España, Portugal, Hungría y Letonia) aplican un “*mecanismos de reparto*” entre usuarios y empresas. No obstante, Letonia, Rumanía y Hungría solamente aplican este mecanismo de reparto cuando existen ahorros, por lo que en caso de costes adicionales estos son asumidos por la empresa.

En lo que respecta a **otros tipos de ajustes**, se observa que varios países utilizan diversos mecanismos para controlar los ingresos de las empresas:

- 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. 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.

58 La clasificación de los sistemas retributivos de los países incluidos en el Informe ECA no coinciden en su totalidad con los expuestos anteriormente en el Informe CEER.

59 De manera general, los países con un régimen híbrido retribuyen los CAPEX a través de un “Cost plus”.

60 A través de una cuenta regulatoria.

61 De manera general, los países con un régimen híbrido retribuyen los OPEX a través de sistemas basados en incentivos “Revenue cap” o “Price cap”.

- En Alemania, la tasa de retorno de los fondos propios⁶² (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.
 - En Austria⁶³, se realiza un ajuste al monto total de los ingresos provenientes de los incentivos a la contratación de la capacidad⁶⁴ aplicables al transportista, queda limitado a cierta cantidad sobre el retorno sobre el capital (ROE) de la empresa.
- **Sobre la Base de los Activos Regulados (RAB):**

La Base de los Activos Regulados (RAB⁶⁵ por sus siglas en inglés) de los transportistas está compuesta por las instalaciones y activos requeridos para llevar a cabo sus funciones. De acuerdo con el Informe ECA, los principales activos incluidos en el RAB son los siguientes activos pertenecientes al inmovilizado tangible: gasoductos, estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, la interfaz con la red de distribución y centros de control. Además, se incluyen también activos intangibles como las aplicaciones informáticas que, junto a los sistemas informáticos/comunicación, sirven de soporte para la oportuna gestión y control de la propia actividad de transporte; en concreto se hace referencia a los sistemas comúnmente conocidos como SCADA⁶⁶.

Algunos países incluyen en el RAB activos tales como las conexiones con grandes consumidores, los edificios y oficinas, el terreno en las que se encuentran las instalaciones, los vehículos y automóviles propios de la empresa, las estaciones de conversión de calidad del gas, así como los almacenamientos de gas que utiliza el transportista exclusivamente para garantizar la operación y la estabilidad de la red.

⁶² Return on equity capital

⁶³ Documento: *Methodology pursuant to section 82 gaswirtschaftsgesetz (Natural Gas At, GWG) 2011 for transmission systems of Austrian Gas Transmission System Operators (TSO's)*

⁶⁴ Incentivos relacionados con sobresuscripción, readquisición y calidad en el servicio.

⁶⁵ *Regulated Asset Base*

⁶⁶ *Supervisory Control And Data Acquisition*

Otro de los activos que merecen una mención especial en este sentido es el *Linepack*⁶⁷. En términos generales, este se refiere al gas que se encuentra almacenado dentro de los gasoductos (utilizado principalmente para operar la red en las presiones requeridas). Así, algunos países reconocen este activo como propiedad del transportista y, por lo tanto, es incluido dentro del RAB.

Finalmente, es importante destacar que – de acuerdo con el Informe CEER – 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 cinco aspectos importantes 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. El Informe ECA menciona tres tipos de metodologías: 1) costes históricos⁶⁸, 2) costes de reposición⁶⁹ y 3) valor (económico) actual⁷⁰.

De los más de 24 países incluidos en el análisis, la gran mayoría utilizan la metodología de costes históricos. No obstante, algunos de estos países (Irlanda 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 (Bélgica, Hungría y Letonia) utilizan el método de costes de reposición.

Finalmente, otros países utilizan metodologías diferentes con algunos elementos afines a los anteriormente mencionados. Por ejemplo, Austria valora sus activos a través de la metodología de costes históricos solamente en el caso de que hayan sido financiados con deuda, mientras que los activos financiados con capital propio (o *equity*) son valorados a través de la metodología de coste de reposición. Del mismo modo, Portugal y Reino Unido utilizan sendas metodologías de valoración independientes – y muy poco desarrolladas en el Informe – llevadas a cabo en el momento de la privatización de sus respectivos transportistas.

2) Sobre el momento de inclusión en el régimen retributivo

⁶⁷ En el sistema español, este término sería equivalente al “Gas del Nivel Mínimo de Llenado de gasoductos”.

⁶⁸ Basados en el coste de adquisición de los activos existentes y, posteriormente, deduciendo la depreciación acumulativa de dichos activos hasta el momento del cálculo.

⁶⁹ 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.

⁷⁰ 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.

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). El Informe ECA define 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 este segundo caso es necesario diferenciar si la autoridad reguladora reconoce explícitamente los costes financieros que fueron necesarios durante la construcción o no los reconoce.

En relación a la primera casuística solamente hay 4 países con un régimen basado en incentivos (Bélgica, Alemania, Suecia y Gran Bretaña), un único país con un régimen *Cost-Plus* (Grecia) y un solo país con un régimen híbrido (Italia) incluyen en el RAB los gastos durante la construcción de las instalaciones.

Por el contrario, los países restantes (18 países) no incluyen dichos gastos dentro del RAB durante la construcción – caso 2 –, sino después de que el proyecto ha sido puesto en marcha. Con respecto al reconocimiento explícito de los costes financieros, hay el mismo porcentaje de países que eligen cada uno de los sistemas⁷¹.

En Hungría y Luxemburgo, por norma general, se aplica lo referente a la segunda casuística (reconocimiento de los gastos una vez que el proyecto ha sido puesto en marcha), salvo en los proyectos “grandes”⁷² o con un impacto transfronterizo (esto último solo en Luxemburgo) en los que se reconocen los gastos en el momento en que se incurren.

3) *Sobre las revalorizaciones del RAB*

El tercer aspecto importante está relacionado con las revalorizaciones que se hacen a la base de activos regulados a través del tiempo, cuando el valor del RAB es modificado o actualizado de acuerdo a una serie de criterios. Esto está relacionado con el tipo de metodología que se utiliza al valorar inicialmente los activos.

La gran mayoría de países (más del 80%) incluidos en el Informe ECA no realizan revalorización alguna del RAB. Muchos de estos países coinciden con aquellos que valorizan sus activos a través de la metodología (1) coste histórico.

⁷¹ Tanto el reconocimiento de los costes financieros, como el no reconocimiento de los mismos es adoptado respectivamente por 7 países en cada caso. Se resalta que 4 países (Bulgaria, Finlandia, Luxemburgo y Hungría) no especifican, dentro de este Informe, si reconocen dichos costes o no.

⁷² En Luxemburgo, un proyecto es considerado “grande” cuando el monto es superior a 500.000 euros.

Por lo tanto, los pocos países que mencionan alguna forma de revalorización del RAB son aquellos que valoran sus activos a través de las metodologías de costes de reposición y valor (económico) actual. Sobre la metodología de revalorización de estos países indicar que:

- Finlandia, que aplica la metodología de (3) valor (económico) actual, realiza la revalorización del RAB de manera anual tomando como referencia una serie de precios unitarios promedio basados en costes reales de inversión.
- Hungría y Letonia – cuyas valoraciones del RAB se basan en la metodología (2) Coste de reposición – realizan revalorizaciones periódicas considerando los precios actualizados de los activos.

Algunos países – dentro del grupo de países que utilizan la metodología (1) costes históricos y que no realizan revalorizaciones de su RAB – indexaron el valor del RAB con la inflación por razones de consistencia con el tipo de tasa de retribución que emplean (basada en un WACC real).

Finalmente, pese a que algunos países aseguran no realizar ningún tipo de revalorización de su RAB actualmente, sí que mencionan haber realizado algún tipo revalorización en algún momento de su historia reciente; específicamente, se destacan los casos de Croacia (en 2002 como parte de la separación de actividades del transportista) y de Alemania (en 2006)⁷³.

4) *Sobre las Necesidades Operativas de Fondos*

El cuarto aspecto importante tiene que ver con la inclusión de las Necesidades Operativas de Fondos (NOFs)⁷⁴ dentro de la base de activos regulados.

De acuerdo con el Informe ECA, la mayoría de los países analizados no incluyen este concepto dentro del RAB; no obstante, los países que si lo incluyen no utilizan los mismos supuestos ni metodologías para definir el monto adecuado a ser considerado. Por ejemplo, Bélgica, Estonia e Italia toman en consideración un porcentaje de algún elemento relevante (nuevas inversiones, volumen de negocios, compras del año, dividendos).

Finalmente, se resalta el caso de Finlandia al tomar en consideración las NOFs pero no dentro del RAB; es decir, ciertas partidas (inventarios, cuentas por cobrar) están sujetas a una retribución financiera⁷⁵, mientras que otras partidas (efectivo o equivalentes) no lo están.

⁷³ Debido a esta revalorización en 2006, el sistema alemán distingue entre los activos anteriores al 2006 y los activos posteriores a esa fecha (la depreciación y retribución de cada grupo se realiza de manera diferente).

⁷⁴ 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*.

⁷⁵ Aplicando la tasa de retribución financiera o el WACC.

5) *Sobre la Depreciación y la Vida Útil del RAB*

El quinto 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 transportistas.

De acuerdo con el Informe ECA, todos los países incluidos en el análisis utilizan el método de depreciación lineal. Con respecto a la vida útil de los activos, se analizan por separado cuatro grupos de instalaciones con diferentes características entre sí.

- 1) Obra lineal o tuberías: La vida útil promedio se ubica entre 35 y 50 años. No obstante, Suecia indica un promedio de 90 años, mientras que en Austria es de 30 años.
- 2) Compresores: La vida útil promedio se encuentra entre 20 y 40 años. No obstante, Finlandia indica un promedio de 60 años, mientras que en Portugal y Eslovenia son entre 5 y 15 años.
- 3) Estaciones de Regulación y/o Medida: La vida útil promedio se ubica entre 15 y 40 años. No obstante, Finlandia indica un promedio de 65 años, mientras que en Lituania es de 9 años.
- 4) Aplicaciones y equipos informáticos (SCADA): La vida útil promedio se encuentra entre 5 y 20 años. No obstante, Hungría indica un promedio de 25 años, mientras que en Lituania es de 4 años.

Finalmente, se señala que las vidas útiles utilizadas en España se encuentran dentro del promedio en cada uno de los grupos anteriormente mencionados.

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) 2021-2030⁷⁶. 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 2020⁷⁷ y 2030 en el objetivo del PNIEC sería del 7,4% (22,8 TWh). El impacto para el Sector en término globales sería significativo. A continuación, se

⁷⁶ 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.

⁷⁷ 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:

Tabla 17. Consumo primario de gas natural (excluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

ESCENARIO TENDENCIAL					COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	27.013	28.236	29.861	2.848	
GWh	285.326	314.105	328.326	347.221	33.116	10,5%
ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC					COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	24.538	26.498	23.501	24.531	-1.967	
GWh	285.326	308.116	273.267	285.244	-22.872	-7,4%
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 y 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:

Tabla 18. Consumo final de gas natural (excluyendo usos no energéticos) en escenario tendencial y escenario PNIEC. Comparativa

ESCENARIO TENDENCIAL					COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	18.184	19.985	21.060	2.876	
GWh	152.779	211.442	232.384	244.884	33.442	15,8%
ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC					COMPARATIVA 2020-2030	
	2015	2020	2025	2030	Ktep/GWh	%
Ktep	13.139	16.218	16.701	15.677	-541	
GWh	152.779	188.581	194.198	182.291	-6.291	-3,3%
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 PNIC 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 MW⁷⁸ 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

⁷⁸ 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.

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.

C. Valor neto de inversión reconocido pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020

El artículo 60.4 del Real Decreto-ley 8/2014, en vigor desde el 5 de julio de 2014, indica que *“la retribución a la inversión de las instalaciones de la red básica⁷⁹ del sistema de gas natural se calculará a partir de su valor neto”*. Asimismo, Asimismo la Ley 18/2014 establece la metodología de cálculo de la retribución anual de la actividad de regasificación, transporte y almacenamiento básico en su Anexo XI, la cual se basa en retribuir el valor neto de los activos y es aplicable a todas las instalaciones pertenecientes a la red básica y a las redes de transporte secundario⁸⁰ con aprobación de proyecto anterior a la publicación del Real Decreto-ley⁸¹.

Tal y como señaló esta Comisión en el informe preceptivo⁸² de la Orden IET/2355/2014, de 12 de diciembre, *por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista para el segundo período de 2014*, al calcular las retribuciones de las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo básico se utilizó *“un mecanismo que obvia el valor realmente amortizado hasta el 4 de julio de 2014. Esto genera tres efectos que, en todos los casos, producen un incremento del valor neto de inversión a retribuir”*. A continuación, se describen los tres efectos que incrementan innecesaria e injustificadamente la retribución a las empresas, al retribuir doblemente parte de las inversiones realizadas:

- El primero se produce al omitir la amortización realizada en el primer periodo del año 2014, al aplicar la nueva metodología al valor neto de los activos a 31 de diciembre de 2013, en lugar de al valor neto de los activos a fecha 4 de julio de 2014. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le corresponde. Esta casuística afectó a todos los activos puestos en servicio antes de 4 de julio de 2014

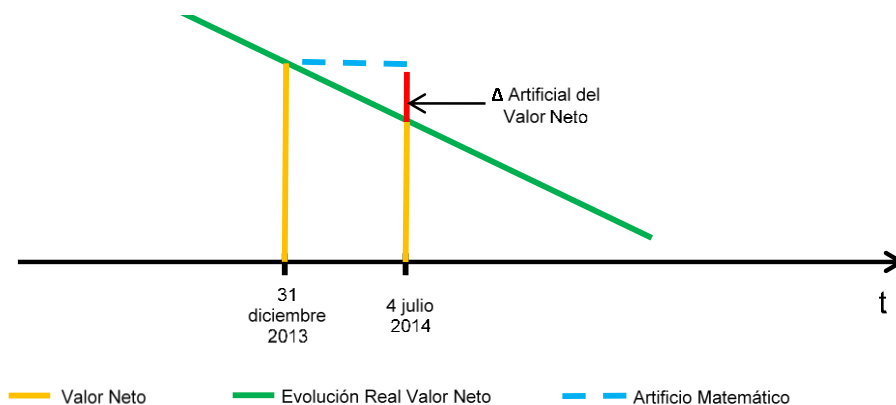
⁷⁹De acuerdo con el Art. 59.2 de la Ley 34/1998, la red básica de gas natural está integrada por los gasoductos de transporte primario de gas natural a alta presión ($P \geq 60$ bares) que componen la red troncal y las redes de influencia local, las plantas de regasificación de gas natural licuado y los almacenamientos básicos de gas natural.

⁸⁰De acuerdo con el Art. 59.2 de la Ley 34/1998, las redes de transporte secundario están formadas por los gasoductos de presión máxima de diseño comprendida entre 60 y 16 bares.

⁸¹La Ley determina que se establecerá un sistema retributivo propio para los futuros gasoductos de transporte primario que no formen parte de la red troncal (Art 64.3) y que los futuros gasoductos de transporte secundario serán considerados instalaciones de distribución a efectos retributivos.

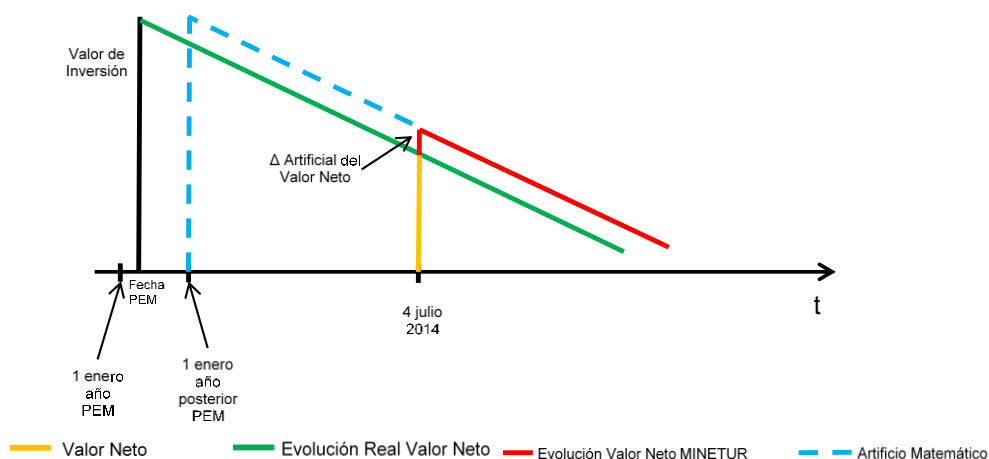
⁸² Exp IPN/DE/0009/14 - Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se desarrolla el Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, y se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista desde su entrada en vigor hasta el 31 de diciembre de 2014, aprobado por la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia el 9 de octubre de 2014.

Figura 3 Explicación conceptual del primer efecto generado en el cálculo de la retribución en la Orden IET/2355/2014.



- El segundo se produce al recalcular el valor neto del activo, considerando el inicio de su amortización el 1 de enero del año posterior a la puesta en servicio, cuando dichos activos iniciaron realmente su amortización el mismo día de la puesta en servicio (o, en su defecto, desde una fecha predeterminada, como en la mayoría de activos de los almacenamientos subterráneos, que iniciaron su amortización el 1 de enero de 2007). En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le corresponde. Esta casuística afectó a todos los activos de transporte puestos en servicio antes de 2008 y a todos los activos de regasificación y AASS.

Figura 4 Explicación conceptual del segundo efecto generado en el cálculo de la retribución en la Orden IET/2355/2014.



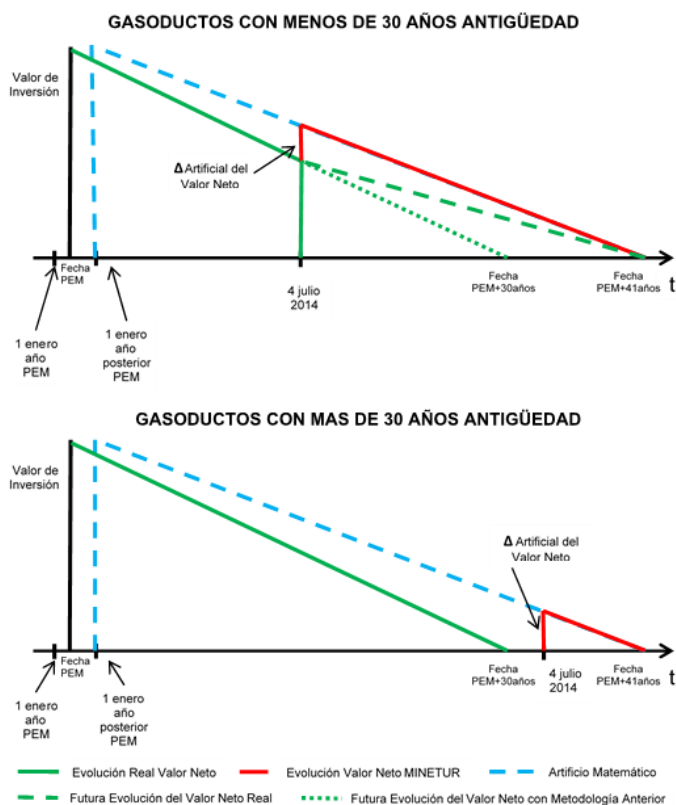
- El tercero se produce en los activos que modificaron su vida útil porque en vez de tener en cuenta la amortización real que ha ido acumulando el activo con la vida útil anterior y aplicar el nuevo ritmo de amortización desde el 5 de julio de 2014, se recalcula “*ex-novo*” el valor neto del activo desde el año de puesta en marcha con el ritmo de amortización que se establece con la nueva vida útil. En consecuencia, la retribución financiera del activo se calcula sobre una base mayor a la que le

corresponde. Este efecto en el valor neto a considerar es mayor cuanto más antiguo es el activo.

Esta casuística afectó a los gasoductos de transporte puestos en servicio antes de 2008 que pasaron de amortizar a un ritmo del 3,3% anual (al considerarse una vida útil de 30 años) a aplicar un ritmo de amortización anual del 2,5% (vida útil de 40 años)⁸³.

Desde el punto de vista económico es el efecto con mayor impacto.

Figura 5 Explicación conceptual del tercer efecto generado en el cálculo de la retribución en la Orden IET/2355/2014.



Tal y como opinó esta Comisión en su momento, *“la inadecuada consideración de las fechas de inicio de los periodos de amortización y de valoración del valor neto, así como el alargamiento de las vidas útiles sin tener en cuenta la amortización parcial o total que ya se ha producido de muchos activos, produce una sobre-retribución, que no está justificada y dificulta la sostenibilidad financiera del sistema gasista.”*

⁸³ Así, un gasoducto que a 4 de julio tuviera 10 años de antigüedad, la Orden consideró que se había amortizado un 25% de la inversión, cuando en realidad se había amortizado un 33%; es decir, el valor neto pasa a ser el 75% del valor de inversión, cuando en realidad es un 67%. Estas diferencias se duplican si el gasoducto tiene 20 años de antigüedad y, en el caso de los gasoductos con más de 30 años de antigüedad se les reconoció “ex-novo” un valor neto (entre el 25% y el 2,5% del valor de inversión), cuando ya estaban plenamente amortizados antes de publicarse el Real Decreto-ley.

Por tanto, a día de hoy, se considera que la forma más razonable de reconducir la situación sería determinar correctamente el valor de inversión pendiente de amortizar a 31 de diciembre de 2020 (valor de inversión neto real) de las instalaciones en servicio a 4 julio de 2014.

Para ello, se propone detraer del Valor Neto de Inversión real a 4 de julio de 2014 los importes que se hayan percibido en concepto de amortización desde entonces hasta el 31 de diciembre de 2020. La siguiente fórmula recoge la praxis enunciada:

$$VNI_{R \text{ a } 31 \text{ dic } 20}^i = VNI_{R \text{ a } 4 \text{ jul } 14}^i - A_{2^{\text{o}} \text{ Periodo } 2014}^i - \sum_{2015}^{2020} A^i$$

Donde,

$VNI_{R \text{ a fecha}}^i$ Es el valor de inversión neto a una fecha indicada

A^i Es el importe cobrado en concepto de amortización, según el caso, en el 2º periodo de 2014 o en el año “i”.

Se puede calcular el impacto económico de la praxis descrita durante el periodo 5 de julio 2014 – 31 de diciembre de 2020 percibidos consecuencia del cálculo incorrecto del valor de inversión neto asociado a:

- i. Instalaciones completamente amortizadas a 4 de julio de 2014, pues cobraron importes de más en concepto de amortización y retribución financiera cuando ya estaban amortizadas y solo debían haber cobrado la retribución por extensión de vida útil que les correspondiese.
- ii. Instalaciones completamente amortizadas entre el 4 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020. Algunas instalaciones estarían, o están, completamente amortizadas entre el 5 de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2020 teniendo en cuenta el valor de inversión neto real a 4 de julio de 2014 y los importes percibidos en concepto de amortización durante dicho periodo. Dichas instalaciones están cobrando, o han cobrado, importes de más en concepto de amortización y retribución financiera a semejanza con el grupo anterior
- iii. Resto de instalaciones en operación a 31 de diciembre de 2020 porque percibieron un exceso de retribución en el periodo entre el 5 de julio de 2014 y el 30 de septiembre de 2019 en concepto de retribución financiera del segundo periodo del 2014 motivado por la diferencia entre el valor neto real a 4 de julio de 2014 y valor neto considerado

A efectos ilustrativos, si tomamos como referencia el año 2018, el impacto económico que hubiera supuesto la utilización del valor de inversión neto real habría sido de:

- 122,4 Millones de € para la actividad de transporte: 48,9 Millones de € de menor retribución de 2018 (un 5,9% sobre la retribución total⁸⁴ aprobada por la Orden ETU/1283/2017) y 73,5 Millones de € de exceso de retribución percibida en ejercicios anteriores.
- 35,2 Millones de € para la actividad de regasificación: 7,5 Millones de € de menor retribución de 2018 (un 2% sobre la retribución total aprobada por la Orden ETU/1283/2017) y 27,7 Millones de € de exceso de retribución percibida en ejercicios anteriores.

⁸⁴ Retribución por disponibilidad (RD) más retribución financiera del gas de nivel mínimo de llenado (RF_{NMLL}), más retribución por continuidad de suministro (RCS).