



INFORME

Propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural

1. Resumen ejecutivo

El objetivo de la propuesta de Circular de la CNMC por la que se establece la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural (en adelante, la Circular o la propuesta de Circular) de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, la CNMC) es establecer la metodología a aplicar en el cálculo de la retribución a la actividad de distribución de gas natural a partir del 1 de enero de 2021.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia (en adelante, la Ley 18/2014), estableció el marco retributivo entre los años 2014 y 2020 de las actividades reguladas del sector del gas natural. Transcurrido dicho periodo, el análisis incluido en la memoria de la Circular identifica una sobrerretribución en la actividad de distribución. Este Ministerio para la Transición Ecológica (en adelante, el Ministerio) considera que la sobrerretribución de las actividades reguladas supone trasladar ineficiencias a los precios de venta del gas natural que pagan los consumidores, distorsiona la competencia de esta fuente de energía frente a otros combustibles más contaminantes, dificulta el cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones y limita la competitividad de las empresas españolas. Asimismo, un precio de venta elevado del gas natural agrava el fenómeno de pobreza energética de los consumidores más vulnerables.

Por ello el Ministerio valora positivamente la propuesta de circular remitida por la CNMC y comparte su enfoque general, de ajustar el modelo retributivo en el nuevo periodo regulatorio 2021-2026, corrigiendo posibles ineficiencias detectadas en el



modelo anterior. No obstante, se introducen consideraciones sobre la metodología de retribución en ella recogida, la cual supone un cambio sobre la actualmente vigente.

En relación con su adecuación a las orientaciones de política energética dictadas en relación con esta Circular por la Orden TEC/406/2019, la propuesta de Circular se adecúa parcialmente. No es posible valorar la adecuación a algunas orientaciones al no disponerse de la información necesaria en la memoria justificativa que acompaña a la propuesta. Ante la falta de dicha información, se remite, en la propuesta de Circular, a circulares y resoluciones de detalle que deberán aprobarse en el año 2020. Se considera pues necesario que dichas circulares y resoluciones también se sometan a valoración por parte de este Ministerio.

Al no disponerse de información de activos, estándares de operación y mantenimiento ni estándares de inversión, no se puede valorar si la extensión de vida útil propuesta se adecua con la orientación de política energética de "Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones".

Respecto a no incentivar la expansión de las redes cuando los ingresos de los nuevos suministros no sean suficientes para cubrir los costes, en la propuesta de Circular, al no haberse aprobado la metodología de peajes a aplicar, no es posible confirmar que la propuesta de incentivo respete la orientación de que los ingresos que generen los nuevos puntos de suministro sean suficientes para cubrir los costes producidos.

Las orientaciones de política energética incluyen promover el uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución. No obstante, estos aspectos no han sido ni incluidos ni analizados en la propuesta de circular.



Por otra parte, no se ha tenido en cuenta la orientación de política energética relativa a la introducción de un principio de prudencia financiera para los titulares de la actividad de distribución. Ello a pesar de que la propia CNMC en diversos informes económico-financieros de actividades reguladas ha manifestado su preocupación por el elevado grado de apalancamiento de las actividades reguladas y juzgado conveniente el establecimiento normativo de límites de apalancamiento adecuados para las mismas.

Como consecuencia de lo anterior, el Ministerio considera necesaria la convocatoria de la Comisión de Cooperación prevista en el artículo 2 del 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 (en adelante, el Real Decreto-ley 1/2019), al objeto de resolver las discrepancias identificadas y asegurar la plena coherencia de las normas de la CNMC y el Gobierno, al tiempo que se respetan las esferas competenciales de ambos reguladores.

En el proceso de transición hacia una economía que elimine las emisiones de gases de efecto invernadero en 2050 es esencial, en un sector de regulación compleja como el del gas natural, una predictibilidad flexible del marco regulatorio. Si bien la CNMC tiene la potestad de aplicar dicha flexibilidad modificando el modelo de retribución al inicio de cada periodo regulatorio, tal y como establece el Real Decreto Ley 1/2019, sería oportuno dotar de predictibilidad al modelo, evitando cambios que no permitan entrever el escenario al que se pretende llegar en próximos periodos regulatorios. En particular, es relevante el efecto que tiene la propuesta de Circular en las inversiones que han acometido las empresas en el periodo comprendido entre 2002 y hasta su entrada en vigor. Durante dicho periodo, las decisiones de inversión se tomaron de acuerdo con un marco retributivo que es función del mercado captado (ventas y clientes). A partir de la entrada en vigor del marco retributivo propuesto en la Circular, se establece un nuevo modelo retributivo basado en el valor de los activos netos. Si se combinan ambas



metodologías, se podría ver afectada, más allá de lo razonable, la rentabilidad futura de inversiones iniciadas con anterioridad a la entrada en vigor de la modificación normativa. Ello deberá tenerse en cuenta para el cumplimiento del principio de rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos y de confianza legítima y seguridad jurídica.

2. Antecedentes

El Real Decreto-ley 1/2019 procedió a modificar el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, la Ley 3/2013, de 4 de junio), atribuyendo a la CNMC la facultad de establecer *“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 orientaciones de política energética”*.

Asimismo, el artículo 1.1 del citado Real Decreto-ley otorgó al titular del Ministerio) la capacidad de elaborar orientaciones de política energética sobre seguridad de suministro, la seguridad pública, la sostenibilidad económica y financiera de los sistemas eléctrico y gasista, la independencia del suministro, la calidad del aire, la lucha contra el cambio climático y el respeto al medio ambiente, la gestión óptima y el desarrollo de los recursos nacionales, la gestión de la demanda, la gestión de las elecciones tecnológicas futuras, la utilización racional de la energía, así como cualesquiera otros que guarden relación directa con las competencias del Gobierno en materia energética.

El artículo 1.4 de dicho Real Decreto-ley determinó que la CNMC deberá remitir al Ministerio, con carácter previo a su aprobación, las circulares referidas junto con una memoria justificativa de las mismas, con una antelación mínima de dos meses a la fecha prevista para su aprobación. En el plazo de un mes desde la remisión de las referidas circulares, el Ministerio podrá emitir un informe valorando la adecuación de las circulares de carácter normativo a las orientaciones de política energética previamente adoptadas.



Conforme lo anterior, el 5 de abril de 2019 la Ministra para la Transición Ecológica aprobó la Orden TEC/406/2019, de 5 de abril, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (en adelante, la Orden TEC/406/2019).

Posteriormente, el 27 de junio de 2019 el Consejo de la CNMC remitió al Ministerio, la propuesta de Circular por la que se establece la metodología para determinar la retribución de los costes por el uso de las instalaciones de distribución de gas natural que es sujeto del presente informe.

3. Valoración de la adaptación a las orientaciones de política energética

Las orientaciones de política energética en relación con la retribución a la actividad de distribución de gas natural se establecieron en el apartado noveno de la Orden TEC/406/2019 y se pueden resumir en las siguientes:

- Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones.
- No incentivar la expansión de las redes cuando los ingresos de los nuevos suministros no sean suficientes para cubrir los costes.
- Incorporar el principio de prudencia financiera.
- Deber de promover el uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución.

Tras analizar el articulado de la propuesta de Circular se concluye que este se adecúa parcialmente a las orientaciones de política energética incluidas en la Orden TEC/406/2019 no siendo posible, en algunas de ellas, valorar este extremo al no disponerse de la información necesaria en la memoria. Ante la falta de dicha información, se remite en la propuesta de Circular a circulares y resoluciones de detalle que deberán aprobarse durante el año 2020. Se considera pues necesario



que dichas circulares y resoluciones también se sometan a valoración por parte de este Ministerio.

Con los datos publicados en la circular y su memoria, el impacto de la metodología propuesta no es reproducible por terceros ya que los datos de los estados contables no son directamente aplicables, al utilizarse criterios de homogenización en los costes de operación y mantenimiento considerados y eliminarse las revalorizaciones de activos. La propuesta de Circular remite a un desarrollo por resolución posterior, que deberá llevarse a cabo a lo largo de 2020 para poder conocer el impacto real en la retribución de cada empresa.

Al no disponerse de información de activos, estándares de operación y mantenimiento, ni estándares de inversión, no se puede valorar si la extensión de vida útil propuesta se adecua con la orientación de política energética de “Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones”. Por este mismo motivo tampoco se puede valorar si se adecua a los principios de sostenibilidad económica y financiera y de obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo que se enuncian en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia (en adelante, la Ley 18/2014).

Respecto a no incentivar la expansión de las redes cuando los ingresos de los nuevos suministros no sean suficientes para cubrir los costes, en la propuesta de Circular, esta medida de incentivación a la gasificación va acompañada de la prohibición de que el incentivo supere los ingresos por peajes en el caso de redes alimentadas mediante plantas satélites de GNL. Esta preocupación está justificada en la actualidad, habida cuenta que los usuarios de estas redes pagan un peaje reducido. Sin embargo, al no haberse aprobado la metodología de peajes a aplicar, no es posible confirmar que esta propuesta de incentivo respeta el principio de que los ingresos que generen los nuevos puntos de suministro sean suficientes para cubrir los costes producidos.



En cuanto a la orientación relativa a la incorporación de un principio de prudencia financiera, cabe señalar que las empresas de red realizan una actividad fundamental para el sistema de gas natural vertebrando generación y demanda. Para ello, estas empresas requieren elevados volúmenes de inversión. La propia CNMC en sus informes económico-financieros de actividades reguladas, manifestó su preocupación por el elevado grado de apalancamiento de actividades reguladas y juzgó conveniente el establecimiento normativo de límites de apalancamiento adecuados para estas actividades.

Como consecuencia de lo anterior, se consideró adecuado introducir entre las orientaciones de política energética que se debían prever mecanismos con el fin de evitar que dichas empresas no incurran en apalancamientos elevados que introduzcan riesgos excesivos en el desarrollo de la actividad.

Analizada la Circular, no se han identificado mecanismos específicos que permitan garantizar que las empresas distribuidoras de gas natural respetan el principio de prudencia financiera, por lo que se recomienda introducir en el texto de la Circular los mecanismos oportunos para evitar comportamientos de riesgo en una actividad fundamental para el buen funcionamiento de la economía en general y del sistema gasista en particular.

En consecuencia, se considera que la propuesta de Circular no ha tenido en cuenta la orientación recogida en la Orden TEC/406/2019.

Las orientaciones de política energética incluyen promover el uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución, estos extremos no han sido ni incluidos ni analizados en la propuesta de circular, por tanto, el modelo retributivo propuesto podría no incluir los incentivos adecuados para progresar en la senda de la eficiencia y la digitalización.

4. Consideraciones sobre la metodología de retribución propuesta

4.1. Retribución Ordinaria de Distribución (ROD)



4.1.1. Para las ventas y clientes captados hasta el año 2002.

Para las ventas y clientes captados hasta el año 2002, la propuesta de metodología es coherente con el *Informe de análisis económico-financiero de las principales empresas de distribución del sector gasista (2013-2015) - INF/DE/091/17* aprobado por la CNMC el 21 de junio de 2017, donde en la página 76 se recomendaba lo siguiente: “... se considera necesario que de cara al segundo periodo regulatorio, que se inicia en 2021, se revise en su conjunto el valor de la retribución de la actividad de distribución y, en particular, la retribución por amortización y la retribución financiera de aquellos activos de distribución que fueron puestos en servicio con anterioridad al año 2001, para adecuarla a los mencionados principios establecidos en la Ley 18/2014, y todo ello, con el objeto de alcanzar el adecuado equilibrio económico-financiero del sistema gasista, y en beneficio de los consumidores...”.

La memoria de la propuesta de Circular identifica una sobrerretribución causada por la aplicación reiterada sobre la retribución inicial desde el año 2002 al 2013 de la fórmula de actualización automática incluida en la Orden ECO/301/2002.

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

La propuesta de metodología para los activos teóricamente ya amortizados, garantizaría el cumplimiento del principio de *rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos* establecido en el artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (en adelante, Ley 34/1998).



Sin embargo, al no disponerse de información de activos, ni costes de operación y mantenimiento (OPEX), ni estándares de inversión, no se puede valorar si la extensión de vida útil propuesta, entendida como un porcentaje adicional sobre los OPEX, se adecua con la orientación de política energética de *“Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones”*. Por este mismo motivo tampoco se puede valorar si se adecua a los *principios de sostenibilidad económica y financiera* y de obtención de una *retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo* que se enuncian en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014.

4.1.2. Para las ventas y clientes captados entre 2002 y la entrada en vigor de la nueva metodología propuesta.

Entre los años 2002 y hasta la entrada en vigor de la propuesta de Circular, las empresas distribuidoras acometen inversiones en base a un marco retributivo que es función del mercado captado.

En el modelo de negocio planteado por esta actividad para ese periodo, cuando una distribuidora tomaba la decisión de gasificar un municipio, contaba con una senda de ingresos creciente a medida que se iban captando clientes y ventas, hasta alcanzar un grado de maduración donde los ingresos se estabilizaban (pese a las variaciones anuales por efecto de altas y bajas vegetativas y de la temperatura). En este modelo, el sistema trasladaba el riesgo de demanda al distribuidor, porque si las previsiones de ventas y clientes no se cumplían, el distribuidor no ingresaba la cantidad esperada. Y no se establecía un periodo de amortización o vida útil regulatoria, ya que si el distribuidor perdía ventas y clientes porque la red estaba mal operada o porque el año era más cálido o porque se producía un cambio tecnológico, la retribución del distribuidor disminuía.

Otra opción de retribución, como es el caso de los activos de transporte, es en función del valor neto de los activos, donde la inversión inicial (determinada en función de unos estándares y aprobada previamente) se va amortizando y anualmente se retribuyen la amortización y una retribución financiera aplicada



sobre el valor neto, además de incluir una retribución de los costes de operación y mantenimiento (en base a otros estándares). Una vez amortizado el activo, la retribución se limitaría a la operación y mantenimiento y, en caso de continuar operando, la extensión de vida útil de la instalación. En este modelo retributivo, el riesgo de demanda lo asume completamente el sistema gasista (en última instancia los consumidores), debido a que el activo se debe retribuir independientemente de su uso y de los puntos de suministro captados.

En la propuesta de metodología de retribución de la CNMC se establece, para el periodo 2002 hasta la entrada en vigor de la Circular, un nuevo marco retributivo, donde se partiría del valor de los activos netos y se retribuiría la amortización y los costes de operación y mantenimiento. Si bien, tanto la metodología de retribución por captación de mercado como por valor neto de los activos son perfectamente válidas, el problema podría surgir cuando a partir de cierto momento temporal ambas se solapan, como propone la Circular de la CNMC. La metodología de retribución en función del mercado captado garantiza los mayores ingresos una vez que las zonas de distribución se hayan consolidado, es decir, transcurridos los años necesarios desde la puesta en servicio de la distribución como para haber atraído clientes y demanda. Sin embargo, la metodología propuesta según valores netos contables hace, precisamente, lo contrario, genera los mayores ingresos al principio de la entrada en servicio, cuando los activos están poco amortizados.

Si se combinan ambas metodologías, se podría ver afectada a la rentabilidad futura de inversiones iniciadas con anterioridad a la entrada en vigor de la modificación normativa. Ello podría contravenir el principio de *rentabilidad suficiente de los recursos financieros invertidos* establecido en el artículo 94 de la Ley 34/1998 y de los *principios de sostenibilidad económica y financiera y de obtención de una retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo* que se enuncian en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014.

La valoración contable de las inversiones anteriores al año 2021 producirá resultados desiguales, premiando a aquellas inversiones menos eficientes en áreas de distribución con pocos clientes o situadas en zonas cálidas, con ventas de gas



por cliente menores. Existe además una segunda discriminación, la temporal, ya que las distribuidoras que hayan realizado inversiones recientemente (y que no están amortizadas) van a recibir una mayor retribución ordinaria ROD, al mismo tiempo que se les posibilita captar nuevos consumidores y obtener una retribución adicional en concepto de desarrollo de mercado (RDM). Es decir, la retribución por valor contable conduce una duplicación de la retribución en algunos casos, tanto mayor cuanto más reciente sea la inversión realizada. Finalmente, la fórmula propuesta puede generar expectativas de nuevas valoraciones futuras de los activos invertidos en base a valores contables, lo que podría influir negativamente en las decisiones de inversión. Sería por tanto oportuno establecer un modelo predecible, evitando cambios que no permitan entrever el escenario al que se pretende llegar en próximos periodos regulatorios.

4.1.3. Comentarios adicionales

La propuesta de Circular incorpora una retribución de base que incluye la amortización y la retribución financiera, calculada a partir de los datos contables de las empresas a 31 de diciembre del año 2020, así como la media de los costes de explotación de los años 2018 a 2020. De manera provisional se utilizarán los datos contables del año 2018 y posteriormente se recalcularán utilizando los valores definitivos del año 2020. Dar la señal de este marco retributivo antes del final del periodo, podría incentivar la sobreinversión durante 2019 y 2020, ya que esos activos se retribuirían en base a la fórmula paramétrica por ventas y clientes y por activos por estar en los estados contables a 31 de diciembre de 2020. Para mitigar este incentivo, la CNMC propone limitar al 5% el crecimiento entre 2018 y 2020 de la suma de la amortización y la retribución financiera. Este límite puede resultar injustificado en el caso de nuevas distribuidoras que estén inmersas en procesos de inversiones que superen el límite propuesto. Asimismo, se debería regular el tratamiento de las distribuidoras que pudieran constituirse en este periodo. Se debe asimismo valorar la potestad de la CNMC para fijar este límite.



La retribución anual ROD_{base} incluye retribución financiera sobre el valor neto de la inversión. Esta se debería reducir anualmente en función, precisamente, de la disminución de dicho valor neto. La CNMC va a efectuar esta minoración mediante la aplicación de un coeficiente “f” común. Sin embargo, teniendo en cuenta que cada empresa emplea criterios de amortización diferentes, se considera adecuado la utilización de un factor “f” particular para cada una de ellas. El valor del término “f” se determinará con la información que permita establecer la ROD_{2020}^e . El valor “f” no está cuantificado, por lo que no es posible determinar el impacto de la propuesta en su conjunto, ni el efecto que podría tener a lo largo y superado el periodo regulatorio.

Para los activos no amortizados, la metodología para obtener la tasa de retribución pondera el coste de la deuda y la rentabilidad esperada de los fondos propios, está última calculada a partir de la tasa libre de riesgo y la prima de riesgo de mercado afectada por un coeficiente β . La fórmula da como resultado una tasa de retribución del 5,83% a la retribución de los activos de distribución de gas natural con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020, superior a la tasa de retribución del 5,44% que se aplica a las actividades de transporte y regasificación. Este incremento de rentabilidad está asociado a un mayor riesgo objetivo de la actividad. Si, como consecuencia de las variaciones climática anuales o las políticas de descarbonización de la economía, disminuye el número de consumidores y el volumen de ventas de gas natural, entonces la fórmula de la Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM) producirá un valor negativo que, en lugar de sumar, restará a la retribución ROD. Esta circunstancia no se presenta en el resto de las retribuciones reguladas (regasificación y transporte) según las respectivas metodologías propuestas por la CNMC, donde la retribución a la inversión, durante toda la vida útil de la misma no está ligada al volumen de gas transportado (salvo en el término RCS que la CNMC ha propuesto eliminar en su propuesta de Circular de retribución al transporte y regasificación).

En todo caso, se debería analizar si el mencionado incremento de 39 puntos básicos de la tasa de rentabilidad para los activos de distribución de gas natural con fecha de puesta en servicio anterior al 31 de diciembre de 2020, en relación con la



aplicada al resto de retribuciones reguladas es suficiente y proporcional al riesgo asumido.

4.2. Retribución por Desarrollo de Mercado (RDM)

La fórmula propuesta es idéntica a la actualmente en vigor y publicada en el anexo X de la Ley 18/2014, con dos particularidades: (i) se ha introducido una retribución adicional por las ventas realizadas a presiones entre 4 y 60 bar en municipios de reciente gasificación (0,5 €/MWh) que se suma a la retribución ordinaria de 1,5 €/MWh y (ii) se ha incorporado una retribución adicional de 0,16 €/MWh para el gas que circula por una red de distribución con destino a otra.

Las orientaciones de política energética incluyen promover el uso de combustibles menos contaminantes y la inyección de gases de origen renovable en las redes de distribución, estos extremos que no han sido ni incluidos ni analizados en la propuesta de circular.

Las orientaciones de política energética no incluyen ninguna prohibición a la expansión de la gasificación de nuevos municipios y únicamente se señala que los ingresos que generen deben ser suficientes para cubrir los costes producidos, las medidas de promoción de la gasificación pueden dificultar alcanzar los objetivos propuestos de descarbonización y fomento de energías renovables.

En la propuesta de Circular, esta medida de incentivación a la gasificación va acompañada de la prohibición de que el incentivo supere los ingresos por peajes en el caso de redes alimentadas mediante plantas satélites de GNL. Esta preocupación está justificada en la actualidad, habida cuenta que los usuarios de estas redes pagan un peaje reducido. Sin embargo, al no haberse aprobado la metodología de peajes a aplicar, no es posible confirmar que esta propuesta de incentivo respeta el principio de que los ingresos que generen los nuevos puntos de suministro sean suficientes para cubrir los costes producidos. Se propone que en lugar de incluir un valor concreto adicional a las ventas en municipios de reciente gasificación, una vez aprobada la metodología de peajes, se establezca un



parámetro a determinar en una resolución en la que se analice y garantice, que se cumple dicho principio.

Se ha incorporado una retribución adicional de 0,15 €/MWh para el gas en tránsito a distribuidoras en cascada. Esta es una medida que viene a solucionar un vacío legal y que permitiría en muchos casos la gasificación de municipios contiguos de una manera más económica que la conexión a la red de gasoductos. Este tipo de conexiones podría generar conflictos de acceso, teniendo en cuenta que la retribución propuesta de 0,15 €/MWh es muy inferior al resto de retribuciones por clientes o ventas de la fórmula de Retribución por Desarrollo de Mercado. En consecuencia, el distribuidor primero podría estimar que el gas con destino a la segunda distribuidora va a agotar la capacidad disponible de su red para atender futuras demandas de los consumidores de su zona de distribución. En caso de mantenerse esta medida, no debería resultar en ningún caso gravosa para el sistema. La alimentación de una red de distribución a través de la conexión con otra red de distribución resultará beneficiosa para el distribuidor segundo (que se ahorra la conexión a la red de transporte) y para el distribuidor primero (que ve incrementada su retribución). Sin embargo, no repercute ningún beneficio económico para el sistema gasista frente a que sea el distribuidor primero el que hubiera extendido la red, más al contrario, el sistema deberá asumir el coste de esta retribución extra sin incorporar ningún ingreso adicional. Con el objeto de que esta medida sea neutra para el sistema, se sugiere que la retribución adicional que reciba la distribuidora primera se reste de la retribución de la segunda.

4.3. Ajustes a la Retribución por productividad y eficiencia (ARPE)

La partida incluye la retribución por extensión de vida útil REVU que aplica unos incrementos del 15%, 17,5%, 25% y 50% a la retribución ordinaria por operación y mantenimiento de las conducciones que alcancen una antigüedad de 20-25 años, 26-30, 31-35 y más de 35 años, respectivamente. Salvo el último, los coeficientes propuestos son idénticos a los empleados en la fórmula de la retribución por



extensión de vida útil de instalaciones de transporte, regasificación y almacenamiento subterráneo publicados en el anexo XI de la Ley 18/2014. Sin embargo, para estos activos, además de la retribución por amortización, tasa de retribución financiera, costes de operación y mantenimiento y extensión de vida útil, también se incorpora un concepto de Retribución por Continuidad de Suministro.

La retribución por extensión de vida útil compensa el coste de operación y mantenimiento extra que se supone a las instalaciones más antiguas. de esa forma también se trata de retrasar la sustitución de instalaciones que son todavía operativas a pesar de haber superado su vida útil regulatoria. Para su aplicación en las redes de distribución es necesario un conocimiento preciso de la fecha de puesta en marcha de las instalaciones. Pero hay que recordar que, una vez que una red de distribución ha sido autorizada por la comunidad autónoma, la construcción de las diferentes conducciones únicamente queda sometidas a los permisos de obra municipales. Por lo tanto, la retribución por extensión de vida útil obliga a realizar un inventario con las fechas de construcción de las diferentes conducciones que constituyen cada red de distribución. Se debe resaltar que, según el último informe de SEDIGAS, a 31 de diciembre de 2018 existían en España 1.792 municipios gasificados y teniendo en cuenta que lo más habitual es que la construcción de las redes municipales se realice por fases, auditar la información que proporcionen las empresas resultará una tarea sumamente laboriosa y el tiempo disponible hasta la fecha en la que debe entrar en vigor la resolución, limitado. Se considera oportuno establecer una metodología o valores transitorios, en caso de que dicha circular no se emitiera a tiempo.

Al no disponerse de información de activos, ni costes de operación y mantenimiento, ni estándares de inversión, no se puede valorar si la extensión de vida útil propuesta, entendida como un porcentaje adicional sobre los costes de operación y mantenimiento, se adecua con la orientación de política energética de *"Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones"*. Por este mismo motivo tampoco se puede valorar si se adecua a los *principios de sostenibilidad económica y financiera* y de obtención de una *retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo* que se enuncian en los artículos 59 y 60 de la Ley 18/2014.



En caso de que no sea suficiente podría ponerse en riesgo la garantía de suministro de calidad a los clientes. La cuantificación de la extensión de vida útil incluida en la memoria no es reproducible y se debe esperar al desarrollo normativo posterior para conocer el impacto real de la propuesta. Se propone que, en lugar de incluir un valor concreto adicional a los incrementos de la retribución ordinaria por operación y mantenimiento y a la antigüedad de las conducciones a los que se aplican, se establezca un parámetro a determinar en una resolución posterior en la que se analice y garantice, que la extensión de vida útil propuesta se adecua con la orientación de política energética de *“Incentivar la extensión del funcionamiento de las instalaciones”* y a los *principios de sostenibilidad económica y financiera* y de obtención de una *retribución adecuada a la de una actividad de bajo riesgo*.

Asimismo, las empresas se repartirán un porcentaje (%R) de las mejoras de productividad alcanzadas durante el periodo regulatorio precedente, cantidad que se mantendrá constante durante todo el periodo regulatorio. La propuesta realiza un reparto del conjunto de mejoras de productividad entre cada una de las empresas de forma proporcional al peso de sus costes de operación y mantenimiento considerados en la retribución del año 2020.

Se considera acertado que las empresas retengan parte del ahorro conseguido en los costes de operación y mantenimiento, sin embargo, el sistema propuesto, al sumar los ahorros conseguidos por las empresas para posteriormente repartirlos puede resultar desincentivador, ya que permite a las empresas que no han realizado ningún ahorro de costes beneficiarse del ahorro de las demás.

Para eliminar este efecto, la fórmula podría aplicarse de manera particular a los ahorros que obtenga cada empresa, así, las empresas que alcancen mayores productividades serán las más beneficiadas por el incentivo.

5. Consideraciones competenciales

5.1. Límite de inversión en activos de distribución en 2019 y 2020



Tal y como se menciona en el apartado 4.1.3 de este informe, se considera necesario valorar si la fijación de un límite al desarrollo de activos de distribución en la propuesta de circular entra en conflicto con una competencia que corresponde a otra administración.

El artículo 4 de la Ley 34/98, en sus apartados 2 y 3, dispone que la planificación en materia de hidrocarburos será realizada por el Gobierno, con la participación de las Comunidades Autónomas, será presentada al Congreso de los Diputados, y se referirá, entre otros aspectos, a la “definición de las zonas de gasificación prioritaria, expansión de las redes y etapas de su ejecución, con el fin de asegurar un desarrollo homogéneo del sistema gasista en todo el territorio nacional”. Estos apartados del artículo no se han visto afectados por el Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero. La fijación de este límite podría condicionar este propósito que ha de perseguir la planificación.

Por su parte, esta misma ley dispone en su artículo 74.1.s) recoge la siguiente obligación de los distribuidores de gas natural: “Presentar al órgano competente de la Comunidad Autónoma en la que desarrollen su actividad, antes del 15 de octubre de cada año, los planes de inversión anuales y plurianuales. En los planes de inversión anuales figurarán, como mínimo, los datos de los proyectos previstos para el año siguiente, sus principales características técnicas, presupuesto y calendario de ejecución”. Por último, el artículo 75 otorga al titular de las instalaciones de distribución el derecho al reconocimiento por parte de la Administración de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista. Por tanto, la construcción de instalaciones de distribución únicamente está sujeta a la obtención de las autorizaciones autonómicas correspondientes y, antes de su solicitud, a su inclusión en los planes de inversión anuales.

Con todo, puede concluirse que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia no tendría potestad para limitar las inversiones a acometer por parte de las empresas distribuidoras en este u otro periodo, correspondiendo a esta Comisión el establecimiento de la metodología, los parámetros y la base de activos



para la retribución de la actividad de distribución, según recoge el Real Decreto-ley 1/2019 en su artículo 3.1 que modifica el artículo 7.1 de ley 3/2013.

5.2 **Ámbito de aplicación.**

El artículo 2 incluye una mención escueta a que será de aplicación a las instalaciones de gas natural y a las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia no dispusieran de proyecto de ejecución aprobado.

En la actualidad la topología del sistema gasista español, incluyendo la definición de los elementos que la componen, esta descrita en la Ley 34/1998, concretamente en el artículo 54, que extienden el concepto de gas natural a cualquier gas compatible, el artículo 59.4 que definen las presiones máximas de operación de la red de distribución y el artículo 73 sobre autorización de instalaciones. Por otra parte, el artículo 63 de la Ley 18/2014, dio categoría de instalación de distribución a los gasoductos de transporte secundario que no tuvieran aprobado el proyecto de ejecución en el momento de entrada en vigor de la ley.

Asimismo, se incluyen definiciones de redes de distribución en los artículos 8 y 12 (conexión de redes de transporte y distribución) del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural (en adelante, el Real Decreto 1434/2002). Habida cuenta la dispersión de estas definiciones se sugiere incluir una mención genérica a la normativa vigente.

Esta Circular será de aplicación a las instalaciones de distribución de gas natural y a las instalaciones de transporte secundario que a la fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, no dispusieran de proyecto de ejecución aprobado, definidas en la normativa vigente.



Por último, hay que resaltar que el artículo 54 de la Ley 34/1998 otorga categoría de gas natural a cualquier gas compatible con él, por lo que cualquier red que lo distribuya tiene también categoría de red de distribución con independencia de su localización en la península o fuera de ella.

El artículo 60.5 únicamente se limita a establecer que en las redes de gas manufacturado el distribuidor será responsable también del suministro, pero no restringe su condición de red de distribución. Por lo tanto, se sugiere el siguiente cambio de redacción:

También será de aplicación a las instalaciones de distribución de los gases definidos en el artículo 59.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. ~~gases manufacturados y/o aire propanado distintos al gas natural y ubicadas en territorios insulares y extrapeninsulares en tanto sea de aplicación la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o no se desarrolle una regulación reglamentaria singular para el suministro de gas natural en ellos, tal y como recoge el artículo 60.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.~~

Artículo 5. Instalaciones incluidas en la metodología retributiva

El artículo incluye un listado de las instalaciones de distribución afectadas por la Circular. La lista coincide con las definiciones incluidas en los artículos 59.4 y 73 de la Ley 34/1998, las modificaciones sobre el transporte secundario de la Ley 18/2014 y el artículo 8 del Real Decreto 1434/2002.

Por otra parte, la definición de las instalaciones de conexión no recoge la última modificación introducida mediante el Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural, en el artículo 12 *Conexión del distribuidor con las redes de transporte o distribución* del Real Decreto 1434/2002 que concretó que todas las instalaciones de conexión situadas después de la posición de derivación tendrían la consideración de instalación de distribución. En consecuencia, teniendo en cuenta que, en la



práctica, la definición de instalación de conexión depende de la fecha de puesta en marcha, se propone una redacción simplificada del apartado “d”:

d) Las instalaciones de conexión, situadas a continuación de la posición de derivación, incluidas las estaciones de regulación y medida/estaciones de medida (ERM/EMs), de transporte – distribución y de transporte primario – transporte secundario, o sus ampliaciones, puestas en servicio desde el 1 de noviembre de 2015

Sobre las instalaciones de gases manufacturados en territorios insulares, hay que repetir la observación ya emitida en relación con el artículo 2: cualquier red que distribuya gas compatible con el gas natural tiene la consideración de red de distribución, con independencia de donde se encuentre localizada. El artículo 60.5 y la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, simplemente otorgan al titular de estas redes la facultad de realizar también el suministro a un precio máximo, recibiendo por ello una compensación por el coste adicional de la materia prima. En consecuencia, se debería modificar el apartado “e”: repitiendo el contenido del artículo 54 de la Ley 34/1998.

e) Las instalaciones de distribución de gases manufacturados y/o aire propanado por canalización definidos en el artículo 54.1 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, siempre y cuando resulte técnicamente posible y seguro inyectar tales gases en la red de gas natural y transportarlos por ella, , ~~en territorios insulares y extrapeninsulares, incluida la planta de producción de los gases manufacturados y/o aire propanado, en tanto sea de aplicación la disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, o no se desarrolle una regulación reglamentaria singular para el suministro de gas natural en ellos, tal y como recoge el artículo 60.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.~~

Por otra parte, se debería sustituir la mención al Real Decreto-ley 8/2014, por la Ley 18/2014 que lo convalidó.

6. Consideraciones particulares al articulado



Artículo 16. Planes de desarrollo y de cierre de instalaciones.

La CNMC va a recabar información de los planes de desarrollo y de cierre de las instalaciones de las empresas distribuidoras para los 10 años siguientes. Esta información se enviará antes del 15 de diciembre de cada año.

Esta información será de utilidad para valorar el cumplimiento de los objetivos de descarbonización, por lo que se considera necesario que una copia de dicha información sea remitida al Ministerio para la Transición Ecológica, sugiriéndose el siguiente cambio de redacción del apartado 1º del artículo:

~~La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia recabará información de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de las empresas distribuidoras, que deberán presentarse a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, antes del 15 de diciembre de cada año y para los diez años siguientes.~~

Antes del 15 de diciembre de cada año, las empresas distribuidoras deberán comunicar a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y a la Dirección General de Política Energética y Minas información de los planes de desarrollo y de cierre de instalaciones de las empresas distribuidoras, para los diez años siguientes.

Artículo 18. Retribución de las instalaciones de distribución objeto de transmisión de titularidad

El artículo establece que el transmitente recibirá la retribución ordinaria de distribución, la retribución por desarrollo de mercado y la retribución por extensión de vida útil de las instalaciones de distribución hasta el día anterior de la fecha de la transmisión, mientras que el adquiriente las recibirá a partir del día siguiente. Sin embargo, el transmitente retendrá la totalidad de la retribución transitoria de distribución, y la retribución por mejoras de productividad en los costes de



operación y mantenimiento, así como el incentivo por la liquidación de las mermas que le corresponde en el año de gas en el que se transmite.

Sea cual sea el reparto de retribuciones entre las partes que establezca la CNMC, este será tenido en cuenta a la hora de que las partes acuerden el precio de transmisión, sin embargo, a los efectos de simplificar el procedimiento de liquidaciones, se considera más operativo aplicar el mismo criterio de reparto para todas las retribuciones, por lo tanto, se sugiere modificar la redacción del párrafo siguiente:

El transmitente tendrá derecho a recibir la retribución establecida para el año de gas "a" de las instalaciones transmitidas hasta el día anterior a la fecha efectiva de la transmisión mientras que el nuevo titular tendrá derecho a recibir la retribución establecida para las instalaciones transmitidas desde la fecha efectiva de transmisión, incluida esta, hasta el final del año de gas "a" de los siguientes todos los conceptos retributivos:

Y eliminar este:

~~Por su parte, la Retribución Transitoria de Distribución (RTD) y la Retribución por Mejoras de Productividad en los costes de O&M (RMP) habidas en el periodo anterior, así como el incentivo por la liquidación de las mermas que le corresponde en el año de gas en el que se transmite (IM ae) asociadas a la instalación transmitida, no se transmiten a la empresa adquirente, manteniéndolas la empresa transmitente.~~

Por otra parte, se propone repartir la Retribución Ordinaria de Retribución (ROD) proporcionalmente al número de clientes que se transfieren al comprador y los que permanecen en el vendedor. Este mecanismo sería perfecto si todos los consumidores fueran idénticos, pero esto no tiene por qué ser así. Podría darse el caso de que la venta afectara a municipios industriales, con muy pocos clientes, pero con gran consumo. En este caso, el comprador recibiría una porción muy pequeña de la retribución ROD.

Se considera que el mecanismo de reparto debería incluir tanto los clientes como las ventas al objeto de lograr un reparto del término ROD lo más equilibrado posible. Como procedimiento de asignación se sugiere usar la fórmula de Retribución por Desarrollo de Mercado RDM, es decir, repartir la retribución ROD de manera proporcional al valor que resulte de aplicar la fórmula de retribución RDM a los clientes y ventas objeto de la transacción.

De acuerdo a lo anterior, se sugiere sustituir los párrafos a) y b) del apartado 3º por el siguiente texto, añadiendo después el párrafo c).

La Retribución Ordinaria de Distribución ROD_{2020}^{e1} de las instalaciones transmitidas se repartirá de acuerdo con el siguiente procedimiento:

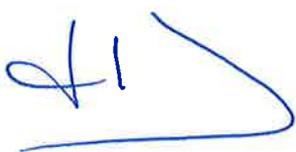
$$ROD_{2020}^{T,e1} = ROD_{2020}^{e1} \times \frac{RDM_{2020}^{T,e1}}{RDM_{2020}^{e1}}$$

$$ROD_{2020}^{NT,e1} = ROD_{2020}^{e1} - ROD_{2020}^{T,e1}$$

Donde $RDM_{2020}^{T,e1}$ es el resultado de aplicar la fórmula de retribución por desarrollo de mercado a la cifra de clientes y ventas transferidas al comprador, mientras que RDM_{2020}^{e1} es el resultado de aplicar la fórmula a la cifra total de clientes y ventas del distribuidor e1.

Artículo 19. Cobro y liquidación de la retribución reconocida.

El artículo establece que las retribuciones reconocidas provisional a cuenta y/o definitivas correspondientes al año de la liquidación en curso serán liquidadas provisionalmente de acuerdo con la proporción del número de días naturales del período de liquidación provisional respecto al número de días naturales del año de liquidación.





A efectos de tener una visión clara de la evolución de la recaudación y previsión de déficit/superávit sería conveniente que el año de liquidación coincidiese con el año de gas y evitar tener que prorratear la retribución del año de gas en dos años naturales.

Cabe remarcar que el procedimiento de liquidaciones se entiende que continúa siendo competencia del Ministerio para la Transición Ecológica y se encuentra regulado en la Orden ECO/2692/2002, de 28 de octubre, aunque su ejecución la continúa realizando la CNMC en virtud de la disposición transitoria cuarta de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Disposición derogatoria única.

La propuesta de Circular establece que, *quedan derogadas cuantas disposiciones administrativas se opongan a lo dispuesto en la Circular.*

Se recomienda clarificar y mejorar la redacción de esta disposición por dos razones fundamentales:

- La nueva distribución de competencias entre la CNMC y el Ministerio no debería suponer en modo alguno elevar la dificultad de comprensión del marco normativo y regulatorio a los administrados y, en especial, a las empresas del sector del gas natural. Una mayor dificultad de comprensión redundará en una barrera de entrada para nuevos agentes.

Por ello, es altamente recomendable que esta disposición siga el apartado 41 de las Directrices de Técnica Normativa aprobadas por Acuerdo del Consejo de Ministros de 22 de julio de 2005: *“deberán ser precisas y expresas y, por ello, habrán de indicar tanto las normas o partes de ellas que se derogan como las que se mantienen en vigor”*. O, dicho de otro modo, *“se evitarán cláusulas genéricas de derogación del derecho vigente”*, tal y como se indica en aquellas Directrices



Esto es especialmente importante cuando se trata de normas emanadas por un órgano distinto del que dictó las anteriormente vigentes, como es el caso de la Circular que se informa.

- Resulta necesario que la CNMC, en el ejercicio de su función regulatoria, cuando dicte circulares respecto de cuestiones que son de su competencia con base en lo dispuesto en la LSH y el Real Decreto-ley 1/2019 (y que con anterioridad estaban otorgadas al Gobierno) proceda (i) en primer lugar, a identificar claramente la norma que es objeto de derogación total y parcial así como el órgano con capacidad reglamentaria de la que emanó aquella norma, y (ii) en segundo lugar, que indique con nitidez su capacidad derogatoria de normas cuyo rango pueda ser, precisamente, reemplazado por una circular, es decir, normas con igual rango reglamentario.

26 de julio de 2019

El Secretario de Estado de Energía

José Domínguez Abascal



Anexo: Metodología en vigor y propuesta para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución

La metodología de retribución a la distribución actualmente en aplicación se encuentra publicada en el anexo X de la Ley 18/2014, que entró en vigor el 5 de julio de 2014¹. Tal como se expone en la exposición de motivos de la norma, la modificación del régimen retributivo de las actividades reguladas gasistas tenía como objetivo *“corregir los desajustes entre ingresos y costes del sistema gasista, provocados por la caída de la demanda y la construcción e incorporación al sistema retributivo de un número importante de infraestructuras que provocan el crecimiento de los costes del sistema gasista”* lo que se tradujo, tal como exponía dicho preámbulo, en un *“desajuste entre ingresos y gastos del sistema gasista puede considerarse como un déficit estructural”*, que condujo a un déficit acumulado a 31 de diciembre de 2014 de 1.025 millones de €.

El sistema retributivo actual se basa en una retribución inicial (año 2013) a las empresas que desarrollan la actividad de 1.398.838.648 €, que se ve incrementada anualmente en función del mercado captado por cada empresa con 50 € por cada nuevo cliente, mientras que las ventas realizadas a presiones iguales o inferiores a 4 bar reciben 7,5 € por cada MWh suministrado a clientes con consumo anual inferior a 50 MWh/año y 4,5 €/MWh por los suministros a clientes con consumo superior, por último, las ventas realizadas a presiones superiores a 4 bar devengan 1,25 €/MWh. Como medida de promoción a la expansión de la red, el sistema reconoce una retribución adicional de 20 € por cada cliente captado en municipios de reciente gasificación (municipios con 5 años o menos de suministro de gas natural).

La metodología para el cálculo de la retribución inicial de 1.398.838.648 € se describe en el artículo 2 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

¹ Fecha de entrada en vigor del Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, posteriormente convalidado mediante la Ley 18/2014.



segundo período de 2014. Se partió de la retribución reconocida al conjunto del sector para el año 2013 (calculada según la metodología del año 2002) a la que se restó un importe de 110.687.809 € y posteriormente se asignó, conforme a los porcentajes de 60%, 25% y 15%, a los conceptos retributivos de número de clientes, ventas a presiones iguales o inferiores a 4 bar y ventas a presiones superiores de 4 bar. Estas cantidades se dividieron a su vez entre las cifras de clientes y ventas del año 2013 para obtener las retribuciones medias de partida: 112,6 €/cliente, 4,97 €/MWh y 1,65 €/MWh. Al multiplicar estos valores unitarios por las cifras de clientes y ventas de 2013 de cada compañía se obtuvieron las retribuciones de partida concretas de cada una de ellas.

Por último, la retribución original del año 2013 procedía a su vez de la aplicación sucesiva, desde el año 2002, de la metodología de la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero. Ésta fijó la retribución inicial de las empresas para el año 2002 (945.026.000 €) en función de los estados contables de las empresas a 31 de diciembre del año 2000, actualizados al año 2002 con el factor 1,1552. Para calcular la retribución financiera se aplicó un tipo de interés del 6,77% y se consideró un periodo de amortización máximo de 20 años en el caso de las redes (plazos inferiores para el resto de inversiones). La fórmula de cálculo de la retribución incluía un índice de actualización automática $fi \cdot (1 + IPH)$, siendo: el Índice de Precios de Hidrocarburos (IPH) la semisuma de la variación del Índice de Precios de Consumo (IPC) y el Índice de Precios Industriales (IPRI) y fi un factor de eficiencia de 0,85. El mecanismo de actualización automática aplicado sucesivamente durante el período 2002-2014 se tradujo en un incremento de la retribución inicial que, según los datos de la CNMC, actualmente habría superado el valor neto de los activos considerados para el cálculo de la retribución de partida del año 2002, concluyendo así que todos estos activos han sido completamente amortizados.

A partir del año 2002 y hasta el año 2014, el nuevo mercado captado se retribuía mediante una fórmula paramétrica que retribuía 85,13 € por cada nuevo cliente, 2,83 € por cada MWh suministrado a presión igual o inferior a 4 bar y 1,06 € por cada MWh suministrado a presión superior a 4 bar. La aplicación sucesiva del índice de actualización automático incrementó estas retribuciones unitarias hasta alcanzar



en el año 2014 los valores de 89,36 €/cliente, 3,51 €/MWh y 1,75 €/MWh respectivamente.

En conclusión, se puede resumir el sistema retributivo actualmente vigente y aprobado en la Ley 18/2014 en lo siguiente:

1. Una retribución base que incluye a las ventas y clientes hasta el 4 de julio de 2014 y se obtiene aplicando una retribución unitaria media del entorno de 112 €/cliente, 5 €/MWh para ventas a menos de 4 bar y 1,6 €/MWh para ventas a más de 4 bar. Cabría, sin embargo, diferenciar dos periodos:
 - Activos invertidos con anterioridad al 19 de febrero de 2002², para los que en el año 2002 se había establecido un marco retributivo que tenía en cuenta una vida útil regulatoria determinada y que, según la CNMC, finalizado este periodo regulatorio estarían completamente amortizados.
 - Activos invertidos desde 2002 y hasta el 4 de julio de 2014, a los que se les aplica la metodología de la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, que no tiene en cuenta la cuantía concreta de la inversión realizada por la empresa distribuidora, ya que ésta es retribuida en función del mercado captado (clientes y ventas realizadas) aplicando la fórmula paramétrica publicada en la orden.
2. La metodología de retribución posterior al 4 de julio de 2014 está publicada en el anexo X de la Ley 18/2014, y continúa con la política de retribuir las inversiones en función de los clientes y ventas captados y no en función de los activos. La nueva fórmula aplica 50 €/cliente, 7,5 y 4,5 €/MWh para suministros a presiones iguales o inferiores a 4 bar y 1,35 por los MWh suministrados a presión superior a 4 bar.

² Fecha de entrada en vigor de la Orden ECO/301/2002, de 15 de febrero, por la que se establece la retribución de las actividades reguladas del sector gasista.



Por lo tanto, salvo en el caso de la retribución base inicial, desde el año 2002 la retribución anual de las empresas distribuidoras ha respondido siempre a una metodología función del mercado captado por cada empresa, con independencia de la inversión realizada. Esta fórmula trataba de evitar inversiones en redes de distribución con ventas o clientes escasos y trasladaba a las propias empresas, y no al sistema gasista (que en último término es soportado por los consumidores), el riesgo inherente a las decisiones empresariales de inversión.

La metodología de retribución propuesta en la Circular de una empresa "a" en el año "e" RD_e^a se descompone en las siguientes tres partidas:

$$RD_e^a = ROD_e^a + RDM_e^a + ARPE_e^a$$

Donde:

- ROD_e^a es la Retribución Ordinaria de Distribución para el año "a" de la empresa "e". Está integrada por amortización, retribución financiera y costes de explotación, calculados en base al valor neto de los activos a 31 de diciembre de 2020 y aplicando la tasa de retribución que resulta de la metodología elaborada por la CNMC. Como costes de operación y mantenimiento se considera el promedio de los valores de los años 2018-2020.
- RDM_e^a es la Retribución por Desarrollo de Mercado para el año "a" para la empresa "e". Es función de los clientes y ventas captados a partir del 1 de enero de 2021, semejante a la fórmula vigente publicada en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia (en adelante Ley 18/2014).
- $ARPE_e^a$ son los Ajustes a la Retribución por Productividad y Eficiencia para el año "a" de la empresa "e". Comprende una retribución por extensión de vida útil aplicada a las redes que han superado la vida útil y continúan en operación, una retribución transitoria que realizará el ajuste de retribuciones a lo largo del período regulatorio y dos retribuciones adicionales en concepto de incentivos



por mejoras de productividad en los costes de explotación y por la liquidación de mermas.

21